

Verordnung des Vorstands der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012)

Auf Grund des § 41 Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 174/2013, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 174/2013, wird verordnet:

(kundgemacht im BGBl. II Nr. 171/2012, in der Fassung der 2. GMMO-VO Novelle 2013, BGBl. II Nr. 270/2013)

1. Teil

Grundsätze

Anwendungsbereich

§ 1. (1) Diese Verordnung trifft Festlegungen für den Netzzugang, das Kapazitätsmanagement und das Bilanzierungssystem in den Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg.

(2) Für alle Marktteilnehmer gelten die Regeln der Technik gemäß Anlage 2.

Begriffsbestimmungen

§ 2. (1) Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck

1. „Bilanzierungsperiode“ den Zeitraum, in dem für Netzbenutzer je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt die Abweichung zwischen Aufbringung und Abgabe ermittelt wird;
2. „Buchung“ den Abschluss eines Netzzugangsvertrages an einem Buchungspunkt;
3. „Buchungspunkt“ ein im Marktgebiet befindlicher und buchbarer Ein- oder Ausspeisepunkt;
4. „Day Ahead-Kapazität“ eine Kapazität, die am Tag vor dem Liefertag als Tageskapazität gebucht werden kann;
5. „feste Kapazität“ eine Kapazität auf garantierter Basis, unterbrechbar nur im Falle von höherer Gewalt und geplanten Wartungsmaßnahmen;
6. „frei zuordenbare Kapazität“ eine Kapazität, die feste Transporte im gesamten Marktgebiet ermöglicht und Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt bietet;
7. „Gastag“ den Zeitraum, der um 6.00 Uhr eines Kalendertages beginnt und um 6.00 Uhr des darauf folgenden Kalendertages endet;
8. „gebündelte Kapazität“ eine Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität, die von einem Netzbenutzer zusammengefasst gebucht werden kann;
9. „gebündelte Nominierung“ eine einheitliche Nominierungserklärung für einen gebündelten Buchungspunkt;
10. „gebündelter Buchungspunkt“ eine Zusammenfassung eines buchbaren Ausspeisepunktes und eines buchbaren Einspeisepunktes zweier benachbarter Marktgebiete, an denen Netzbenutzer gebündelte Kapazität buchen können;
11. „Grenzkopplungspunkt“ einen Netzkopplungspunkt an der Marktgebietsgrenze zu einem anderen Marktgebiet;
12. „Lastflusszusage“ eine vertragliche Vereinbarung eines Netzbetreibers mit einem Netzbenutzer, der dem Netzbetreiber bestimmte Lastflüsse zusichert, und die geeignet und erforderlich ist, die Ausweisbarkeit der frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen;
13. „Online-Plattform“ die Plattform gemäß § 39 GWG 2011;
14. „physikalische Ausgleichsenergie“ die vom Marktgebietsmanager bzw. Verteilergebietsmanager tatsächlich abgerufene Ausgleichsenergiemenge;
15. „Rest of the Day-Kapazität“ eine Kapazität, die am Liefertag für den Rest des Liefertages gebucht werden kann;
16. „SLP-Kunde“ ein Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von unter 400.000 kWh, dem vom jeweiligen Verteilernetzbetreiber ein standardisiertes Lastprofil (SLP) zugeordnet ist;
17. „vertraglich vereinbarte Höchstleistung“ den technischen oder, sofern vereinbart, den vertraglichen Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten zu entsprechen hat;
18. „Within Day-Kapazität“ eine Kapazität, die am Liefertag für Teile des Liefertages gebucht werden kann.

(2) Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 7 GWG 2011 und gemäß Art. 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009.

2. Teil

Regelungen für das Marktgebiet Ost

1. Hauptstück

Netzzugang und Kapazitätsmanagement

1. Abschnitt

Netzzugang im Fernleitungsnetz

Kapazitätsangebot

§ 3. (1) Fernleitungsnetzbetreiber bieten feste Kapazität grundsätzlich als frei zuordenbare Kapazität an.

(2) Der Marktgebietsmanager hat in enger Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager für das Gesamtsystem wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren festen frei zuordenbaren Kapazität gemäß § 35 Abs. 1 GWG 2011 in der nachstehenden Reihenfolge zu prüfen und erforderlichenfalls zu koordinieren:

1. vertragliche Vereinbarungen mit einem Netzbenutzer, der bestimmte Lastflüsse zusichert (Lastflusszusagen);
2. das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten, die abweichend von Abs. 1 mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verknüpft sind.

(3) Dienstleistungen nach Abs. 2 sind in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen über die Online-Plattform abzuwickeln. Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen nach Abs. 2 möglich und geeignet sind, das Angebot fester frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sind sie von den Fernleitungsnetzbetreibern in enger Zusammenarbeit mit dem Marktgebietsmanager und dem Verteilergebietsmanager gemäß Abs. 2 zu ergreifen. Bei der Prüfung wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten haben der Marktgebietsmanager, die Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilergebietsmanager mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die Anwendung von Maßnahmen nach Abs. 2 möglichst gering zu halten. Die gemäß Abs. 1 bis 3 ermittelte Höhe der ausweisbaren Kapazitäten ist der Regulierungsbehörde von den Fernleitungsnetzbetreibern vor der Kapazitätszuweisung gemäß §§ 6 und 7 anzuzeigen.

(4) Zur Prüfung des bedarfsgerechten Ausbaus des Netzes gemäß § 35 Abs. 2 GWG 2011 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Marktgebietsmanager ein standardisiertes und verbindliches Kapazitätserhebungsverfahren auf der Online-Plattform durchzuführen und mit den angrenzenden Netzbetreibern abzustimmen sowie die Ergebnisse zu veröffentlichen.

Kapazitätsbündelung

§ 4. (1) An den Grenzkopplungspunkten, an denen Fernleitungsnetze miteinander verbunden sind, werden die Ein- und Ausspeisepunkte benachbarter Marktgebiete pro Flussrichtung zu einem gebündelten Buchungspunkt zusammengefasst, sofern der benachbarte Netzbetreiber eine Bündelung für den jeweiligen Grenzkopplungspunkt ermöglicht.

(2) An gebündelten Buchungspunkten bucht der Netzbenutzer gebündelte Kapazität auf fester oder unterbrechbarer Basis. Ausgenommen davon sind Verträge, die bis einschließlich 31. März 2013 abgeschlossen wurden (Altverträge), es sei denn der Netzbenutzer, der Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazitätsverträge hält, verlangt eine Umstellung seiner Verträge. Sofern auf der Buchungsseite in einem benachbarten Marktgebiet noch ein Altvertrag besteht, darf auf der österreichischen Buchungsseite die nicht gebündelte Kapazität maximal bis zum Ende der Laufzeit dieses Altvertrags vermarktet werden.

(3) An gebündelten oder ungebündelten Buchungspunkten können die Fernleitungsnetzbetreiber gebündelte oder ungebündelte Kapazität auch mit Zuordnungsaufgaben anbieten.

Ein- und Ausspeisezonen

§ 5. (1) Einspeisekapazitäten an Grenzkopplungspunkten sind von den Fernleitungsnetzbetreibern zu Einspeisezonen zusammenzufassen, die es ermöglichen, eine Einspeisung von Gas auf der Basis einer Einspeisekapazitätsbuchung an einem einzigen Einspeisepunkt vorzunehmen, soweit dies technisch sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar ist. Vor einer in Aussicht genommenen Zusammenfassung zu Einspeisezonen ist eine Konsultation der Marktteilnehmer durchzuführen und die Regulierungsbehörde zu informieren.

(2) Abs. 1 ist auf Ausspeisekapazitäten an Grenzkopplungspunkten entsprechend anwendbar.

(3) Die Verpflichtung nach § 3 bleibt davon unberührt.

Kapazitätszuweisung

§ 6. (1) Fernleitungsnetzbetreiber haben feste und unterbrechbare Ein- und Ausspeisekapazität über die Online-Plattform in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu versteigern.

(2) Fernleitungsnetzbetreiber können unterbrechbare Kapazität differenziert nach Klassen, die die Unterbrechungswahrscheinlichkeit reflektieren, vergeben.

(3) Die Zuweisung von Day Ahead-Kapazität gemäß § 11 erfolgt durch Versteigerung täglich für den darauf folgenden Gastag.

Sonderregelungen zur Kapazitätszuweisung und Kapazitätsnutzung

§ 7. (1) Die §§ 4, 5, 6, 11 und 12 werden nicht angewendet auf Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung aus den Fernleitungsnetzen zu den Verteilernetzen im Marktgebiet, zu Speicheranlagen und Endverbrauchern sowie auf Einspeisekapazitäten zur Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Speicher- und Produktionsanlagen sowie aus Anlagen von Erzeugern biogener Gase. Diese Kapazitäten werden in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben. Sie sind jeweils vom angeschlossenen Speicherunternehmen, Endverbraucher, Produzenten, Verteilergbietsmanager oder vom Erzeuger biogener Gase zu buchen.

(2) Für den Netzzugang im Fernleitungsnetz für Endverbraucher gelten die §§ 13 und 14 sinngemäß.

Vertragslaufzeiten

§ 8. (1) An Grenzkopplungspunkten sind mindestens 10 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu einem Quartal vergeben werden. Dieser Anteil ist gemäß den Ergebnissen einer jährlich vom Marktgebietsmanager in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern über die Online-Plattform bei den Netzbenutzern durchzuführenden Bedarfserhebung gegebenenfalls je Grenzkopplungspunkt zu erhöhen. Maximal 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden. An Grenzkopplungspunkten sind mindestens 10 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Ausspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu einem Quartal vergeben werden. Maximal 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Ausspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden. Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung bestehende Kapazitätsverträge sind von der Anwendung dieser Bestimmung ausgenommen.

(2) Bestehen zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung an einem Ein- bzw. Ausspeisepunkt Kapazitätsverträge, deren Kapazität die Anteile gemäß Abs. 1 überschreitet, bieten die Fernleitungsnetzbetreiber nach Auslaufen dieser Kapazitätsverträge, die durch das Auslaufen frei gewordene Kapazität zur Gänze als Kapazitätsprodukte mit Vertragslaufzeiten von bis zu einem Quartal an, solange bis der Anteil von 10 Prozent erreicht ist, und danach als Kapazitätsprodukte mit Vertragslaufzeiten von bis zu einschließlich vier Jahren an, solange bis der Anteil von 35 Prozent der technischen Jahreskapazität des Ein- bzw. Ausspeisepunktes erreicht ist.

(3) Die Anteile gemäß Abs. 1 sind erforderlichenfalls im Einzelfall so abzuändern, dass sie mit den Regelungen und den daraus jeweils resultierenden technischen Jahreskapazitäten benachbarter Staaten übereinstimmen. Die Abweichung ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen und zu begründen.

(4) Bei Buchungspunkten, die gemäß § 5 zu Ein- bzw. Ausspeisezonen zusammengefasst werden, gelten Abs. 1 und 2 entsprechend für die technische Jahreskapazität der Ein- oder Ausspeisezone.

Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten

§ 9. (1) Der Marktgebietsmanager hat in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern die Errichtung und den Betrieb der Online-Plattform zu organisieren, über die die Kapazitäten nach § 6 vergeben werden (Primärkapazitätsplattform) und von den Netzbenutzern gehandelt werden (Sekundärkapazitätsplattform).

(2) Der Betreiber der Online-Plattform hat Netzbenutzern eine massengeschäftstaugliche und automatisierte Abwicklung des Erwerbs von Primärkapazität und des Handels von Sekundärkapazität zu ermöglichen.

(3) Auf der Online-Plattform (sowohl Primär- als auch Sekundärkapazitätsplattform) sind alle Angebote gleichartiger Kapazitäten und Nachfragen nach gleichartigen Kapazitäten für die Netzbenutzer transparent darzustellen.

(4) Die auf der Online-Plattform gemäß § 39 Abs. 2 und 3 GWG 2011 zu veröffentlichende Information ist Netzbenutzern ohne Registrierung zur Verfügung zu stellen. Die Nutzung der Online-Plattform ist unentgeltlich.

(5) Die für eine Buchung erforderliche Registrierung erfolgt entsprechend den Allgemeinen Bedingungen des Betreibers der Onlineplattform für die Vergabe von Kapazitäten.

(6) Gemäß § 4 gebündelte Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten können auf einer anderen Plattform vergeben werden, wenn diese die Anforderungen dieser Verordnung erfüllt. Dies ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

Sekundärmarkt für Ein- und Ausspeisekapazitäten

§ 10. (1) Netzbenutzer dürfen Ein- und Ausspeisekapazitäten an Dritte weiterveräußern oder diesen zur Nutzung überlassen. Eine Weiterveräußerung oder Nutzungsüberlassung ist ausschließlich über die Online-Plattform (Sekundärkapazitätsplattform) zulässig. Die Preise, zu denen ein Kapazitätshandel über die

Handelsplattform abgewickelt wurde, sind im Wege der Systemfunktionalität der Plattform in anonymisierter Form zu veröffentlichen. Die Anonymität der Anbahnung des Handelsvorgangs gegenüber Anbietenden, Nachfragenden und Dritten ist zu gewährleisten.

(2) Der Betreiber der Online-Plattform hat neben dem Suchverfahren zumindest eines der in den Z 1 bis 3 genannten Verfahren zur Abwicklung des Kapazitätshandels vorzusehen und entsprechende Standardverträge für die Abwicklung des Kapazitätshandels zur Verfügung zu stellen. Der Betreiber der Online-Plattform richtet die Verfahren nach Konsultation der Marktteilnehmer ein.

1. Auktionsverfahren: Auf ein Angebot werden Gebote abgegeben. Das höchste Gebot erhält den Zuschlag. Der Startpreis darf das ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlende Entgelt nicht überschreiten.
2. Sofortkaufverfahren: Der erste Bieter auf ein Festpreisangebot erhält den Zuschlag für die angebotene Kapazität.
3. Chiffreverfahren: Auf eine anonyme Anzeige werden anonyme Gebote abgegeben, aus denen der Anbieter wählen kann.
4. Suchverfahren: Auf eine Kapazitätssuche werden Angebote abgegeben, aus denen der Suchende wählen kann.

Nominierungs- und Renominierungsregeln

§ 11. (1) Der Bilanzgruppenverantwortliche, dessen Bilanzgruppe die Kapazitäten vom Netzbenutzer gemäß § 23 Abs. 1 zugeordnet wurden, ist für die Nominierungen und Renominierungen seiner Bilanzgruppe verantwortlich.

(2) Der Bilanzgruppenverantwortliche nominiert die zu transportierenden Gasmengen im Rahmen der Nutzung fester Kapazität an einem Buchungspunkt bis 14.00 Uhr des Tages vor dem Liefertag. Langt bis zu diesem Zeitpunkt keine Nominierung beim Fernleitungsnetzbetreiber ein, gilt Null als nominierter Wert. Die Abwicklung von gebündelten Nominierungen muss mit den jeweiligen Bilanzierungsregeln in Einklang stehen.

(3) Der nominierende Bilanzgruppenverantwortliche kann seine ursprüngliche Nominierung mit mindestens zweistündiger Vorlaufzeit zur vollen Stunde durch eine Renominierung ersetzen. Eine Renominierung ist zulässig, wenn diese nicht 90 Prozent der der Bilanzgruppe bzw. dem Sub-Bilanzkonto zugeordneten festen Kapazität überschreitet und nicht zehn Prozent der zugeordneten festen Kapazität unterschreitet. Bei ursprünglichen Nominierungen von mindestens 80 Prozent der der Bilanzgruppe bzw. dem Sub-Bilanzkonto zugeordneten festen Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei ursprünglichen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der der Bilanzgruppe bzw. dem Sub-Bilanzkonto zugeordneten festen Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Die zulässige Renominierung wird kaufmännisch auf ganze kWh gerundet. Bei der Bestimmung des zulässigen Renominierungsbereiches einer Bilanzgruppe werden Day Ahead-Kapazitäten nicht berücksichtigt.

(4) Die Nominierungen und Renominierungen der Bilanzgruppenverantwortlichen sind vom Fernleitungsnetzbetreiber zuerst den festen und dann den unterbrechbaren Kapazitätsprodukten zuzuordnen. Diese Zuordnungen und die Prüfungen gemäß Abs. 3 und 7 erfolgen auf Stundenbasis.

(5) Überschreitet eine Renominierung von fester Kapazität den nach Abs. 3 zulässigen Bereich, ist diese nur in Summe der gebuchten Kapazitäten anzunehmen. Der den zulässigen Bereich überschreitende Teil der Renominierung ist wie eine Nominierung von unterbrechbarer Kapazität zu behandeln und im Engpassfall zuerst zu unterbrechen.

(6) Auf den Netzbenutzer, der in den vorangegangenen 365 Tagen durchschnittlich weniger als zehn Prozent der technischen Jahreskapazität am Buchungspunkt in einer Flussrichtung gebucht hat, finden die Renominierungsbeschränkungen gemäß Abs. 3 und 5 an diesem Buchungspunkt und in dieser Flussrichtung unter den folgenden Voraussetzungen keine Anwendung: Der Bilanzgruppe oder dem Sub-Bilanzkonto, der bzw. dem die Kapazitäten dieses Netzbenutzers zugeordnet sind,

1. muss weniger als zehn Prozent der technischen Jahreskapazität am relevanten Buchungspunkt in der betreffenden Flussrichtung zugeordnet sein; und
2. darf keine Kapazitäten eines Netzbenutzers zugeordnet sein, auf den die Voraussetzung des ersten Satzes dieses Absatzes nicht ebenso zutreffen.

Bei der Ermittlung der gebuchten und zugeordneten festen Kapazitäten werden Day-Ahead-Kapazitäten nicht berücksichtigt.

(7) Der zuständige Bilanzgruppenverantwortliche kann Sub-Bilanzkonten einrichten. Die Nominierung bzw. Renominierung von Gasmengen erfolgt in diesem Fall durch den zuständigen Bilanzgruppenverantwortlichen auf das entsprechende Sub-Bilanzkonto, die entsprechenden Nominierungs- und Renominierungsregeln für Bilanzgruppen gelten analog.

(8) Die Nominierung muss für jede Flussrichtung einzeln abgegeben werden. Die Nominierung von gebündelter Kapazität erfolgt durch Abgabe einer gebündelten Nominierung.

(9) Der Fernleitungsnetzbetreiber bietet die Kapazitäten, die durch die Anwendung der Renominierungsbeschränkungen gemäß Abs. 3 und 5 frei werden als Day Ahead-Kapazitäten gemäß § 6 Abs. 3 an.

(10) Die gemäß § 6 Abs. 3 vergebenen Day Ahead-Kapazitäten sind bis 20.00 Uhr für den nächsten Tag zu nominieren.

(11) Kurzfristig gebuchte Kapazitäten (Day Ahead-, Rest of the Day- und Within Day-Kapazität) sind unverzüglich in Bilanzgruppen einzubringen.

(12) Der Netzbenutzer, dessen Kapazitäten durch den Fernleitungsnetzbetreiber nach § 6 Abs. 3 angeboten wurden, bleibt zur Zahlung der Einspeise- oder Ausspeiseentgelte verpflichtet.

(13) Soweit an Grenzkopplungspunkten von benachbarten Netzbetreibern vergleichbare Regelungen angewendet werden, können die Fernleitungsnetzbetreiber an diesen Grenzkopplungspunkten von der Beschränkung der Renominierungsrechte gemäß Abs. 3, 5, 6 sowie Abs. 8, 2. Satz erforderlichenfalls abweichen, um eine mit dem benachbarten Marktgebiet kompatible Regelung zu ermöglichen. Insbesondere soll die Bündelung der Kapazitäten nicht erschwert werden. Die Abweichung ist vorab der Regulierungsbehörde anzuzeigen und zu begründen.

(14) Abs. 1 bis 13 gelten auch für vor dem Inkrafttreten dieser Verordnung abgeschlossene Verträge.

Langfristiges Use-it-or-lose-it

§ 12. (1) Netzbenutzer sind verpflichtet, vollständig oder teilweise ungenutzte feste Kapazitäten unverzüglich als Sekundärkapazitäten auf der Online-Plattform anzubieten.

(2) Der Fernleitungsnetzbetreiber entzieht einem Netzbenutzer teilweise oder zur Gänze seine auf fester Basis gebuchten, jedoch systematisch ungenutzten Kapazität und vermarktet sie als Primärkapazität, sofern und soweit andere Netzbenutzer an dem jeweiligen Netzkopplungspunkt feste Kapazität nachfragen, ein vertraglicher Engpass vorliegt und der Netzbenutzer die ungenutzte Kapazität nicht gemäß Abs. 1 auf der Online-Plattform angeboten hat. Die Entziehung erfolgt für alle Verträge, die für den betreffenden Ein- oder Ausspeisepunkt bestehen und eine Laufzeit von mindestens einem Jahr haben. Als systematisch ungenutzte Kapazität gelten Kapazitäten jedenfalls, wenn

1. der Netzbenutzer weniger als durchschnittlich 80 Prozent seiner gebuchten Kapazität mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr, sowohl von 1. April bis 30. September als auch von 1. Oktober bis 31. März in Anspruch genommen hat; oder
2. der Netzbenutzer systematisch nahezu 100% seiner gebuchten Kapazität nominiert und danach mit dem Ziel der Umgehung der Bestimmungen des § 11 Abs. 3 Renominierungen nach unten durchführt; oder
3. der Netzbenutzer seine gebuchte feste Kapazität dauerhaft während eines Zeitraums von mindestens drei aufeinander folgenden Monaten innerhalb des vorangegangenen Kalenderjahres auf Stundenbasis nicht in Anspruch genommen hat. Einer dieser drei Monate muss der Monat Oktober, November, Dezember, Jänner, Februar oder März sein.

(3) Die Kapazitäten sind vom Fernleitungsnetzbetreiber in folgendem Umfang zu entziehen:

1. im Falle des Abs. 2 Z 1 und 2 im Ausmaß der durchschnittlichen Nichtinanspruchnahme bis zur Restlaufzeit der Kapazitätsverträge;
2. im Falle des Abs. 2 Z 3 im Ausmaß in dem der Netzbenutzer seine gebuchte feste Kapazität dauerhaft während eines Zeitraums von mindestens drei aufeinander folgenden Monaten innerhalb des vorangegangenen Kalenderjahres auf Stundenbasis nicht in Anspruch genommen hat. Einer dieser drei Monate muss der Monat Oktober, November, Dezember, Jänner, Februar oder März sein. Können mehrere solcher Zeiträume mit einer Länge von drei Kalendermonaten identifiziert werden, ist das Minimum der identifizierten minimalen Nichtinanspruchnahmen über alle diese Zeiträume hinaus zu ermitteln. Der Entzug kann maximal bis zu dieser Grenze erfolgen. Bei der Ermittlung des Umfangs der Entziehung ist die Kapazität maßgeblich, die dem Netzbenutzer auf Basis von Verträgen mit einer Laufzeit von mindestens einem Jahr zur Verfügung stand. Für den Fall, dass der Netzbenutzer seine gebuchte Kapazität teilweise weiterveräußert, zurückgegeben oder weniger gebucht hat, wird dies entsprechend berücksichtigt.

(4) Von einer Entziehung nach Abs. 2 ist abzusehen, wenn der Netzbenutzer binnen 14 Tagen nach schriftlicher Ankündigung des Entzugs schriftlich nachweist, dass er

1. die Kapazitäten in Übereinstimmung mit Abs. 1 auf dem Sekundärmarkt zu einem Preis, der das ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlende Entgelt nicht wesentlich überschreitet, angeboten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat;

2. die Kapazitäten in vollem Umfang weiterhin benötigt, um bestehende vertragliche Verpflichtungen, insbesondere aus Gasbezugs- oder Gaslieferverträgen, zu erfüllen; oder
3. über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt, für die Kapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten gebucht sind, die von ihm alternativ genutzt werden, und dass er die nicht benötigten Kapazitäten für den Zeitraum der Nichtnutzung im Umfang der Nichtnutzung auf dem Sekundärmarkt zur Verfügung gestellt hat.

(5) Von dem Vorliegen eines Tatbestandes gemäß Abs. 2 hat der Fernleitungsnetzbetreiber die Regulierungsbehörde umgehend zu verständigen sowie gegebenenfalls die Nachweise gemäß Abs. 3 zu übermitteln.

(6) Die Rechte und Pflichten des Kapazitätsvertrages verbleiben in dem Umfang beim Netzbenutzer, solange die Kapazität vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht als Primärkapazität neu vergeben wird. Hinsichtlich Sicherheitsleistungen gelten die diesbezüglichen Regelungen in den Allgemeinen Bedingungen des Netzbetreibers.

(7) Fernleitungsnetzbetreiber haben Informationen nach Abs. 2 und 3 insbesondere zu den gebuchten und tatsächlich genutzten Kapazitäten je Netzbenutzer fünf Jahre aufzubewahren und auf Aufforderung der Regulierungsbehörde zur Verfügung zu stellen.

2. Abschnitt

Netzzugang im Verteilernetz

Netzzugangsantrag und Kapazitätserweiterung

§ 13. (1) Der Netzzugang im Verteilernetz richtet sich nach den Bestimmungen des §§ 27 ff GWG 2011. Ein Netzzugangsantrag hat zumindest die in Anlage 1 angeführten Angaben zu enthalten.

(2) Nach Annahme des Antrages auf Netzzugang durch den Verteilernetzbetreiber hat dieser den Netzzugangsvertrag umgehend dem Netzbenutzer zu übermitteln.

(3) Anträge auf Kapazitätserweiterung gemäß § 33 Abs. 2 GWG 2011 haben dieselben Informationen wie der Netzzugangsantrag gemäß Abs. 1 zu enthalten. Die Abwicklung von Anträgen auf Kapazitätserweiterung hat den Anforderungen gemäß Anlage 1 zu entsprechen.

Netzzutrittsantrag

§ 14. (1) Der Netzzugangsberechtigte hat die erstmalige Herstellung oder die Änderung des Netzanschlusses beim Verteilernetzbetreiber zu beantragen. Der Verteilernetzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung der Anschlussleitung vom Netzanschlusspunkt bis zum Einspeisepunkt oder Ende des Verteilernetzes verantwortlich. Die Anschlussleitung wird vom Verteilernetzbetreiber hergestellt, instand gehalten und stillgelegt. Für die Herstellung von Anschlussleitungen gelten die in Anlage 1 festgelegten Mindestanforderungen.

(2) Der Verteilernetzbetreiber schließt die Anlage des Netzzutrittswerbers nach Maßgabe der Bestimmungen des § 59 GWG 2011 an sein Verteilernetz an.

(3) Anträge auf Netzzutritt haben die in Anlage 1 angeführten Mindestinhalte zu enthalten. Nach Annahme des Antrages auf Netzzutritt durch den Verteilernetzbetreiber hat der Verteilernetzbetreiber den Netzzutrittsvertrag unverzüglich dem Netzbenutzer zu übermitteln.

(4) Wird die Anschlussleitung innerhalb von zehn Jahren nach erstmaliger Inbetriebnahme von zusätzlichen Netzbenutzern in Anspruch genommen, so hat der Verteilernetzbetreiber das Netzzutrittsentgelt auf die betroffenen Netzbenutzer im Verhältnis der zum Aufteilungszeitpunkt vertraglich vereinbarten Höchstleistung neu aufzuteilen. Den sich aus der Neuaufteilung ergebenden Überhang hat der Verteilernetzbetreiber jenen Netzbenutzern zu refundieren, welche die Aufwendungen der Errichtung getragen haben, es sei denn, der Verteilernetzbetreiber hat die Aufwendungen der Anschlussleitung im Hinblick auf weitere Anschlüsse nur anteilig verrechnet.

Kapazitätsmanagement im Verteilergesamt

§ 15. (1) Der Verteilergesamtsmanager vereinbart einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber die an den Ausspeisepunkten des jeweiligen Fernleitungsnetzes zu den Verteilernetzen im Marktgebiet maximal in Summe zu buchende feste Kapazität im Rahmen der Kapazitätsbedürfnisse, die sich aus der genehmigten Langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011 ergeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte feste Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Die Anpassung der vorzuhaltenden festen Kapazitäten erfolgt im Zuge der Langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011. Für das Jahr 2013 ergibt sich die Buchung aus § 170 Abs. 6 GWG 2011.

(2) An der Schnittstelle zwischen Fernleitungsnetz und Verteilernetz im Marktgebiet werden keine Kapazitätsverwaltung und kein Engpassmanagement auf Bilanzgruppenebene durchgeführt.

(3) Für den Netzzugang an Grenzkopplungspunkten im Verteilernetz gelten die §§ 8, 9, 12 sinngemäß. Der Verteilergebietsmanager ist für das Angebot und die Zuweisung der Ein- und Ausspeisekapazitäten im Verteilergebiet an der Marktgebietsgrenze verantwortlich. Kapazitäten sind in der Reihenfolge des Eingangs der Netzzugangsanträge vom Verteilergebietsmanager über eine Online-Plattform zu vermarkten.

3. Abschnitt

Netzzugang für Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen

Netzzugang für Speicherunternehmen

§ 16. (1) Speicherunternehmen vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist (oder angeschlossen werden soll), die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine wesentliche Reduktion der jährlichen Buchung gegenüber der zwischen dem Speicherunternehmen und dem Netzbetreiber für das betroffene Jahr vereinbarten Kapazität nur in jenem Umfang möglich, in dem der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Bei ausschließlich von einem einzelnen Speicherunternehmen initiiertem Kapazitätserweiterungsprojekt ist eine Reduktion der jährlichen Buchung nur nach Maßgabe des Kapazitätserweiterungsvertrags möglich. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsantrags gemäß § 13 möglich.

(2) Die Bestimmungen des 2. Abschnitts gelten auch für Speicherunternehmen, deren Speicheranlagen an ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

(3) Verteilergebietsmanager und Speicherunternehmen, deren Speicheranlagen an ein Verteilernetz angeschlossen sind, haben die für die operative Abwicklung notwendigen Rechte und Pflichten in Verträgen zu vereinbaren.

Netzzugang für Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen

§ 17. (1) Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen vereinbaren einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber an deren Netz deren Anlage angeschlossen ist (bzw. angeschlossen werden soll) die maximal für die Produktion vorzuhaltende Kapazität. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die zuletzt gebuchte Kapazität für das Folgejahr dauerhaft vorzuhalten. Eine Reduktion von mehr als 10 Prozent der jährlichen Buchung gegenüber der dauerhaft vorzuhaltenden Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem der Netzbetreiber diese Kapazität an anderer Stelle vermarkten kann. Eine Erhöhung der jährlichen Buchung gegenüber der vorgehaltenen Kapazität ist im Wege des Netzzugangsantrags gemäß § 13 möglich.

(2) Verteilergebietsmanager und Produzenten sowie Erzeuger von biogenen Gasen, deren Anlagen an ein Verteilernetz angeschlossen sind, haben die für die operative Abwicklung notwendigen Rechte und Pflichten in Verträgen zu vereinbaren.

2. Hauptstück

Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung

1. Abschnitt

Grundsätze des Bilanzierungssystems

§ 18. (1) Jeder im Marktgebiet Ost tätige Netzbenutzer muss einer Bilanzgruppe angehören, die beim Marktgebietsmanager registriert ist. Innerhalb der Bilanzgruppe werden die Ein- und Ausspeisemengen im Marktgebiet von einem oder mehreren Netzbenutzern zusammengeführt und die Abweichungen ausgeglichen. Bilanzgruppen können nur von Bilanzgruppenverantwortlichen durch Erklärung gegenüber dem Marktgebietsmanager gebildet werden.

(2) Der Marktgebietsmanager führt den Bilanzausgleich für alle nominierten bzw. per Fahrplan angemeldeten Gasmengen durch. Der Bilanzgruppenkoordinator führt den Bilanzausgleich für physische Abweichungen durch, der sich aus der tatsächlichen Endverbraucherabnahme und den dafür angemeldeten Endverbraucherfahrplänen ergibt sowie die Bilanzausgleiche der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, der besonderen Bilanzgruppen für Verteilernetze und den Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen. Der Bilanzausgleich ist jeweils pro Bilanzgruppe abzuwickeln und erfolgt in Energieeinheiten (kWh oder MWh).

(3) Jede Bilanzgruppe und deren unmittelbare Mitglieder haben Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt des Marktgebietes.

(4) Bilanzgruppenverantwortliche haben bei den ihrer Bilanzgruppe zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen durch geeignete Maßnahmen innerhalb der Bilanzierungsperiode für einen Ausgleich zu sorgen. Der Bilanzgruppenverantwortliche trägt gegenüber dem Marktgebietsmanager und dem

Bilanzgruppenkoordinator die wirtschaftliche Verantwortung für die Abweichungen in seiner Bilanzgruppe bzw. seinen Bilanzgruppen.

(5) Die Bilanzierungsperiode (Messperiode) im Marktgebiet ist der Gastag. Die Versorgung von Netzbenutzern mit dem Gastag als Bilanzierungsperiode hat als Tagesband (24 gleiche Stundenwerte, unter Berücksichtigung der 23 bzw. 25 Stunden bei Sommer-/Winterzeitumstellung) zu erfolgen. Renominierungen haben ebenfalls bandförmig bis zum Ende des Gastages zu erfolgen.

(6) Für Netzbenutzer, die mit dem Netzbetreiber eine vertragliche Höchstleistung von mehr als 10.000 kWh/h je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt vereinbart haben, gilt abweichend von Abs. 5 eine Stunde als Bilanzierungsperiode (Messperiode).

(7) Netzbenutzer die mit dem Netzbetreiber eine vertragliche Höchstleistung von mehr als 10.000 kWh/h und bis zu 50.000 kWh/h je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt vereinbart haben und deren Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen, können für das Tagesbilanzierungsregime gemäß Abs. 5 optieren. Optimierungserklärungen gelten als Netzzugangsanträge gemäß § 13. Eine Änderung der Bilanzierungsperiode ist einmal innerhalb von zwölf Monaten möglich.

(7a) Die Übertragung der Onlinemesswerte gemäß Abs. 7 erfolgt entsprechend den Allgemeinen Bedingungen des Verteilergiebtsmanagers.

(8) Bilanzgruppenverantwortliche haben für Netzbenutzer gemäß Abs. 5 und 7 einerseits und Abs. 6 andererseits getrennte Endverbraucherfahrpläne zu erstellen. Die Bilanzgruppenverantwortlichen haben Fahrpläne und Nominierungen mit mindestens zwei Stunden Vorlaufzeit an den jeweiligen Vertragspartner im Marktgebiet zu übermitteln. Für Großabnehmer mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h sind von den Bilanzgruppenverantwortlichen Fahrpläne gesondert je Großabnehmer zu übermitteln.

(9) Der Handel einschließlich der Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzgruppen ist nur am Virtuellen Handlungspunkt möglich. Ein Handel nach Ende der Bilanzierungsperiode ist nicht zulässig.

(10) Ausgleichsenergie muss vorrangig über den Handel von standardisierten Produkten gemäß § 33 Abs. 1 an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt beschafft werden.

Regelungen zur Registrierung im Marktgebiet

§ 19. (1) Der Marktgebtsmanager organisiert das Bilanzgruppensystem und ordnet jedem Bilanzgruppenverantwortlichen und jeder Bilanzgruppe eine eindeutige Identifikationsnummer zu, die von den Vertragsparteien bei jedem Datenaustausch und Schriftverkehr anzuführen ist.

(2) Der Marktgebtsmanager schließt einen Vertrag mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 16 GWG 2011. Der Marktgebtsmanager schließt überdies einen Vertrag im Namen und auf Rechnung des Betreibers des Virtuellen Handlungspunktes mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten Allgemeinen Bedingungen gemäß § 31 Abs. 3 GWG 2011. Der Betreiber des Virtuellen Handlungspunktes hat den Marktgebtsmanager zum Vertragsabschluss in seinem Namen und auf seine Rechnung zu bevollmächtigen. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat überdies alle notwendigen Verträge zur Börsezulassung abzuschließen.

(3) Wenn in einer dem Bilanzgruppenverantwortlichen zugehörigen Bilanzgruppe auch Mengen im Verteilergiebt abgewickelt werden, ist dies dem Marktgebtsmanager bei der Registrierung oder bei bereits erfolgter Registrierung als Voraussetzung für die Aufnahme dieser Tätigkeit mitzuteilen.

(4) Der Marktgebtsmanager schließt im Fall von Abs. 3 mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen Verträge im Namen und auf Rechnung des Verteilergiebtsmanagers auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 26 GWG 2011 ab. Wenn auch Mengen für Endverbraucher betroffen sind, schließt der Marktgebtsmanager mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen zusätzlich einen Vertrag im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 88 GWG 2011 ab. Der Bilanzgruppenkoordinator und der Verteilergiebtsmanager haben den Marktgebtsmanager zum Vertragsabschluss in ihrem Namen und auf ihre Rechnung zu bevollmächtigen. Der Marktgebtsmanager hat die Vollmachtengeber über Vertragsabschlüsse zu informieren. Der Marktgebtsmanager ist zum Vertragsabschluss mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen nach Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 8 berechtigt.

(5) Der Marktgebtsmanager hat das Angebot zum Abschluss der Verträge binnen fünf Arbeitstagen ab Einlangen des vollständigen Antrags und nach dem Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 8 dem Antragsteller zu übermitteln.

(6) Der Abschluss der Verträge gemäß Abs. 2 bis 4 muss vom Marktgebtsmanager auf der Online-Plattform angeboten werden. Die dafür notwendigen Informationen und vorgesehenen Dokumente sind auf der Online-Plattform bereitzuhalten.

(7) Vor Vertragsabschluss zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes hat der Bilanzgruppenverantwortliche alle Schritte abzuschließen, die für eine Abwicklung der Bilanzierungserfordernisse über die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt notwendig und in den allgemeinen Bedingungen des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes beschrieben sind.

(8) Der Bilanzgruppenkoordinator hat eine Bonitätsprüfung durchzuführen und diese auch laufend, mindestens einmal jährlich nach Vorliegen des Jahresabschlusses, zu aktualisieren. Der Bilanzgruppenkoordinator kann vom Bilanzgruppenverantwortlichen eine Sicherheitsleistung verlangen.

(9) Der Bilanzgruppenverantwortliche hat vor Aufnahme der operativen Tätigkeit gegenüber seinen Vertragspartnern nachzuweisen, dass er jederzeit den Datenaustausch und die Fahrplan- und Nominierungsabwicklung auf Basis der in § 34 festgelegten Formate, Schnittstellen, Kommunikationswege, Sicherheitsstandards und Inhalte sicherstellen kann. Der Marktgebietsmanager koordiniert dazu einen Testlauf mit den jeweiligen Vertragspartnern im Marktgebiet.

(10) Der Marktgebietsmanager hat nach Vorliegen aller notwendigen Verträge, Unterlagen und den erfolgreich absolvierten Tests gemäß Abs.9 der Regulierungsbehörde schriftlich mitzuteilen, dass die Voraussetzungen für die Aufnahme der Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher erfüllt sind.

(11) Für zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung eingerichtete Bilanzgruppen haben die Bilanzgruppenverantwortlichen die bestehenden Verträge mit dem Verteilergebietsmanager und dem Bilanzgruppenkoordinator zu erneuern. Für den Fall, dass mit dem Marktgebietsmanager und dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes noch keine Verträge abgeschlossen wurden, sind diese abzuschließen, ansonsten zu erneuern.

(12) Fällt einer der vom Bilanzgruppenverantwortlichen gemäß Abs. 2 bis 4 abzuschließenden Verträge nachträglich weg, so hat der jeweilige Vertragspartner jeweils den Marktgebietsmanager, den Betreiber des Virtuellen Handelspunktes, den Verteilergebietsmanager sowie den Bilanzgruppenkoordinator unverzüglich zu verständigen.

2. Abschnitt

Regelungen zum Aufbau des Bilanzgruppensystems

Bilanzgruppenmitgliedschaft

§ 20. (1) Eine Bilanzgruppe kann aus folgenden Bilanzgruppenmitgliedern bestehen:

1. Endverbraucher;
2. Erdgasunternehmen;
3. Produzenten.

(2) Die Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe wird entweder unmittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen (unmittelbare Mitgliedschaft) oder mittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit einem Versorger, der wiederum Bilanzgruppenmitglied ist (mittelbare Mitgliedschaft), begründet. Das mittelbare Bilanzgruppenmitglied steht in keinem direkten Vertragsverhältnis zum Bilanzgruppenverantwortlichen. Die Mitgliedschaft in mehreren Bilanzgruppen ist zulässig, jedoch kann ein Zählpunkt jeweils nur einer Bilanzgruppe angehören.

(3) Sofern Bilanzgruppenmitglieder einen oder mehrere Zählpunkte haben, wird eine Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe durch den Zählpunkt begründet.

(4) Beabsichtigt ein unmittelbares Bilanzgruppenmitglied

1. mit dem Bilanzgruppenkoordinator Verträge über die Lieferung oder den Bezug von Ausgleichsenergie abzuschließen,
2. einem Fernleitungsnetzbetreiber oder dem Verteilergebietsmanager gegenüber Lastflusszusagen zu treffen oder
3. Energiegeschäfte über eine Energiebörse oder Abwicklungsstelle einer Energiebörse abzuwickeln,

hat das Bilanzgruppenmitglied den Bilanzgruppenverantwortlichen zeitgerecht vom beabsichtigten Abschluss derartiger Verträge zu informieren. Bilanzgruppenmitglieder dürfen Anbote für den Abschluss derartiger Verträge nur mit Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen stellen oder annehmen. Der Bilanzgruppenverantwortliche darf die Zustimmung nur verweigern, wenn begründete Bedenken dahingehend bestehen, dass der Vertragsabschluss die Erfüllung der Aufgaben und Pflichten des Bilanzgruppenverantwortlichen oder des unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieds gefährdet. Die Gründe hierfür sind schriftlich darzulegen. Energiegeschäfte eines unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieds über eine Erdgasbörse werden im Falle der Nichterfüllung durch das Bilanzgruppenmitglied der betreffenden Bilanzgruppe hinsichtlich Abwicklung, Kosten und Haftung zugeordnet.

(5) Unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder haben den Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Erfüllung seiner Aufgaben und Pflichten zu unterstützen. Diese Unterstützungspflicht besteht insbesondere

1. in der Mitwirkung bei der Erstellung von Prognosewerten für die Entnahme und/oder die Einspeisung von Erdgas oder biogenem Gas, sowie in der Übermittlung der notwendigen Fahrpläne und Nominierungen an den Bilanzgruppenverantwortlichen;
2. nach Maßgabe des § 7 Datenschutzgesetz 2000 in der Übermittlung jener Daten, welche zur Wahrnehmung der jeweiligen, in § 91 GWG 2011 genannten Aufgaben und Pflichten eine wesentliche Voraussetzung darstellen, an den Bilanzgruppenverantwortlichen im hierfür erforderlichen Ausmaß;
3. in der Einhaltung der Gasspezifikation gemäß Anlage 2 Punkt 2 bei Einspeisung in das Marktgebiet; und
4. in der Lieferung der für die Erstellung der langfristigen Planung und die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten.

Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

§ 21. (1) Wenn der Bilanzgruppenverantwortliche die Mitglieder einer Bilanzgruppe in Erfüllung seiner in § 91 GWG 2011 angeführten Aufgaben und Pflichten vertritt, handelt er als indirekter Stellvertreter. Eine direkte Stellvertretung liegt indes vor, wenn eine solche im Einzelfall vereinbart worden ist. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat dem Marktgebietsmanager, Verteilergebietsmanager und Netzbetreiber die Identität und die erforderlichen Daten der Bilanzgruppenmitglieder bekannt zu geben, sofern dies für deren Aufgabenerfüllung erforderlich ist.

(2) Von Bilanzgruppenmitgliedern in die Bilanzgruppe gemäß § 23 eingebrachte Kapazitäten sind vom Bilanzgruppenverantwortlichen zu verwalten.

Auslagen und Entgelte der Bilanzgruppenverantwortlichen

§ 22. (1) Der Bilanzgruppenverantwortliche leistet die Ausgleichsenergiekosten gemäß § 32 und das Clearingentgelt gemäß § 89 GWG 2011 gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator und die Transaktionskosten des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 31 Abs. 3 GWG 2011 gegenüber dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes für alle Bilanzgruppenmitglieder und verrechnet diese den Bilanzgruppenmitgliedern verursachungsgerecht weiter. Der Bilanzgruppenverantwortliche leistet darüber hinaus den Strukturierungsbeitrag gemäß § 26 gegenüber dem Marktgebietsmanager.

(2) Die Art der Weiterverrechnung dieser Entgelte und Gebühren werden zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem unmittelbaren Bilanzgruppenmitglied vereinbart. Eine Schlechterstellung einzelner Mitglieder gegenüber anderen Mitgliedern der Bilanzgruppe ist unzulässig. Dies gilt auch für zugewiesene Mitglieder.

(3) Das Entgelt des Bilanzgruppenverantwortlichen für die Erbringung seiner Dienstleistungen ist zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem unmittelbaren Mitglied zu vereinbaren.

Zuordnung von Kapazitäten zu Bilanzgruppen

§ 23. (1) Voraussetzung für die Nominierung oder die Fahrplananmeldung von Gasmengen an Ein- oder Ausspeisepunkten im Marktgebiet ist die rechtzeitige Zuordnung der an diesen Punkten gebuchten Kapazitäten zu Bilanzgruppen. Die gesamten gebuchten Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an den Marktgebietsgrenzen werden vom Netzbewerber gegenüber dem Netzbetreiber auf Grundlage des zwischen diesen abgeschlossenen Ein- bzw. Ausspeisevertrages unter Angabe der Identifikationsnummer der Bilanzgruppe zugeordnet. Der Netzbewerber kann gebuchte Kapazitäten ihrer Höhe nach aufteilen und diese Teile unterschiedlichen Bilanzgruppen sowie unterschiedlichen Sub-Bilanzkonten zuordnen. Der Netzbewerber muss Bilanzgruppenverantwortlicher oder unmittelbares Bilanzgruppenmitglied jener Bilanzgruppe gemäß § 20 Abs. 2 sein, der er Kapazität zuordnet.

(2) Für die Bilanzierung von Gasmengen am Virtuellen Handelspunkt ist keine gesonderte Erklärung zur Zuordnung erforderlich.

Regelungen zu besonderen Bilanzgruppen

§ 24. (1) Netzbetreiber richten besondere Bilanzgruppen für die Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauches (Netzverlustbilanzgruppe) ein. Netzbetreiber haben einen Bilanzgruppenverantwortlichen für diese Bilanzgruppe zu benennen. Es können mehrere Netzbetreiber gemeinsame Netzverlustbilanzgruppen bilden. Zählpunkte von Endverbrauchern dürfen einer besonderen Bilanzgruppe nicht zugeordnet werden.

(2) Die Ausübung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen für Bilanzgruppen gemäß Abs. 1 und für die besondere Bilanzgruppe des Bilanzgruppenkoordinators bedarf keiner förmlichen Genehmigung. Mit der Einrichtung einer besonderen Bilanzgruppe haben Verteilernetzbetreiber einen Vertrag mit dem Bilanzgruppenkoordinator, Fernleitungsnetzbetreiber einen Vertrag mit dem Marktgebietsmanager und dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes, sowie der Bilanzgruppenkoordinator einen Vertrag mit dem

Marktgebietsmanager abzuschließen, in dem die Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit den jeweiligen Aufgaben der Vertragsparteien geregelt werden.

(3) Von der Netzverlustbilanzgruppe ist jedenfalls ein Fahrplan bzw. eine Nominierung für Verluste und Eigenverbrauch zu erstellen. Bilden mehrere Netzbetreiber eine gemeinsame Netzverlustbilanzgruppe, so hat der Bilanzgruppenverantwortliche dem Bilanzgruppenkoordinator bzw. dem Marktgebietsmanager zu melden, welche Netzbetreiber an dieser beteiligt sind.

(4) Als Ausgangsbasis für die Erstellung des Netzverlustfahrplanes dienen die bekannten Gesamtnetzverluste und der Eigenverbrauch des jeweiligen Vorjahres. Diese stellen einen bestimmten Prozentanteil der Gesamtenergieabgabe aus dem betrachteten Netz dar und sind wie folgt zu ermitteln:

1. Vom Netzbetreiber sind aufgrund von Messungen exakte Werte für die Fahrplan- bzw. Nominierungserstellung heranzuziehen.
2. Sollte keine Messung vorhanden sein oder aus wirtschaftlichen Gründen nicht vertretbar sein, so sind Werte aus dem Vorjahr bzw. bestmöglich geschätzte Werte für die Fahrplan- bzw. Nominierungserstellung heranzuziehen.
3. Sollte der Netzbetreiber aufgrund von eigenen Berechnungen über genauere Werte verfügen, sind diese als Basis für die Fahrplan- bzw. Nominierungserstellung heranzuziehen.
4. Sollte der Netzbetreiber aufgrund von Arbeiten am Netz Netzteile drucklos machen müssen, sind diese Mengen für Entleerung und Befüllung exakt zu bestimmen und in der Fahrplan- bzw. Nominierungserstellung zu berücksichtigen.

(5) Netzverluste und Eigenverbrauch sind durch Einkauf von einer Bilanzgruppe zu marktüblichen Preisen abzudecken.

(6) Dem Bilanzgruppenkoordinator ist entweder monatlich gemeinsam mit den übrigen Messwertaggregaten oder täglich im Voraus ein Netzverlustfahrplan gemäß den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators zu übermitteln.

(7) Haben sich mehrere Netzbetreiber zu einer Netzverlustbilanzgruppe zusammengeschlossen, so steht es dem Bilanzgruppenverantwortlichen frei, nach Abstimmung mit dem Bilanzgruppenkoordinator bzw. dem Marktgebietsmanager entweder einen Gesamtfahrplan bzw. eine Gesamtnominierung oder Einzelfahrpläne bzw. -nominierungen je Netzbetreiber an den Bilanzgruppenkoordinator bzw. den Marktgebietsmanager zu übermitteln.

(8) Das Berechnungsmodell zur Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauches ist durch die Netzverlustbilanzgruppe jährlich auf seine Korrektheit zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen.

Informationsflüsse zwischen Marktteilnehmern

§ 25. (1) Marktteilnehmer sind verpflichtet, die für sie relevanten Informationsflüsse zeitgerecht abzuwickeln.

(2) Alle Daten sind in den in § 34 spezifizierten Formaten zu übermitteln.

(3) Die Datenbereitstellung des Marktgebietsmanagers beinhaltet insbesondere

1. die stündliche Veröffentlichung des Marktgebietssaldos mit zeitnahen Werten auf der Online-Plattform;
2. die stündliche Versendung der auf Basis von Nominierung oder Renominierung geänderten Einspeise-, Ausspeise- und Differenzmengen je Bilanzgruppe an den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen;
3. die Veröffentlichung aller relevanten Kapazitätsdaten an den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes auf der Online-Plattform;
4. die Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise für die Abrechnung von Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und Messwerten, auf der Online-Plattform;
5. die Veröffentlichung der aggregierten SLP-Verbrauchsprognosen im Marktgebiet auf der Online-Plattform;
6. die Veröffentlichung der Speicherinformationsdaten gemäß Abs. 10 Z 2 auf der Online-Plattform;
7. die Veröffentlichung über Höhe und Berechnungsmethode des Strukturierungsbeitrages auf der Online-Plattform;
8. die Veröffentlichung einer Liste der registrierten Bilanzgruppen, der Information über eine Tätigkeit im Verteilergebiet und der zugehörigen Bilanzgruppenverantwortlichen;
9. die stündliche Veröffentlichung der aggregierten Daten der Fernleitungsnetzbetreiber über den nutzbaren Netzpuffer der Fernleitungen.

(4) Die Datenbereitstellung des Verteilergebietsmanagers beinhaltet insbesondere

1. die Versendung der allokierten Nominierungen bzw. Fahrpläne an Ein- und Ausspeisepunkten im Verteilergebiet an den Marktgebietsgrenzen je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager;

2. die Versendung der je Versorger aggregierten SLP-Verbrauchsprognosen an den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen und den jeweiligen Versorger und die Übermittlung der Summe der SLP-Verbrauchsprognosen an den Marktgebietsmanager;
 3. die Versendung von Fahrplänen über die Produktionsmengen sowie die Ein- und Ausspeichermengen je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager;
 4. die Versendung von Endverbraucherfahrplänen, getrennt nach Netzbenutzern gemäß § 18 Abs. 5 und 7 einerseits und § 18 Abs. 6 andererseits, je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager und den Bilanzgruppenkoordinator;
 5. die Versendung von Nominierungen für die Netzkopplungspunkte der Fernleitungsnetze zum Verteilergebiet an den Fernleitungsnetzbetreiber.
 6. Die Versendung des Fahrplans für Einspeisemengen aus Biogasanlagen an den Bilanzgruppenkoordinator;
 7. die Versendung von Nominierungen für Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz an den Bilanzgruppenkoordinator;
 8. die stündliche Versendung der Messwerte von Endverbrauchern mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h (Großabnehmer) an den jeweiligen Versorger.
- (5) Die Datenbereitstellung des Bilanzgruppenkoordinators beinhaltet insbesondere
1. die Versendung der gemäß § 32 ermittelten Ausgleichsenergiepreise an den Marktgebietsmanager;
 2. die Versendung der standardisierten Lastprofile an den Marktgebietsmanager, die Verteilernetzbetreiber und an den Verteilergebietsmanager;
 3. die Veröffentlichung über Höhe und Berechnungsmethode der Umlage gemäß § 32 Abs. 6 auf der Online-Plattform.
- (6) Die Datenbereitstellung des Bilanzgruppenverantwortlichen je Bilanzgruppe beinhaltet insbesondere
1. die Versendung der Nominierung oder des Fahrplans für Ein- und Ausspeisemengen je Ein- und Ausspeisepunkt an den Fernleitungsnetzbetreiber bzw. für Ein- und Ausspeisepunkte im Verteilergebiet an der Marktgebietsgrenze an den Verteilergebietsmanager;
 2. die Versendung des Fahrplans oder der Nominierung für Ein- und Ausspeisemengen an das jeweilige Speicherunternehmen;
 3. die Versendung des Fahrplans für Einspeisemengen aus Produktionsanlagen an den jeweiligen Produzenten oder Erzeuger von biogenem Gas;
 4. die Versendung von Handelsnominierungen an den Betreiber des Virtuellen Handelspunktes;
 5. die Versendung von Endverbraucherfahrplänen für die Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 5 und 7 und getrennt für die Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 6 an den Verteilergebietsmanager. Für jeden Netzbenutzer mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h sind die Fahrpläne einzeln und getrennt an den Verteilergebietsmanager zu übermitteln
- (7) Die Datenbereitstellung der Fernleitungsnetzbetreiber beinhaltet insbesondere
1. die Versendung der allokierten Ein- und Ausspeisenominierungen pro Ein- und Ausspeisepunkt je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager;
 2. die Versendung von stündlichen Informationen gemäß § 29 über den für das Marktgebiet nutzbaren Netzpuffer der Fernleitungen an den Marktgebietsmanager;
 3. die Versendung aller relevanten Kapazitätsdaten an den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes an den Marktgebietsmanager zum Zwecke der Veröffentlichung;
 4. die Versendung von Nominierungen für den Eigenverbrauch an den Marktgebietsmanager.
- (8) Die Datenbereitstellung der Verteilernetzbetreiber beinhaltet insbesondere
1. die Information über die den Endverbrauchern in seiner Bilanzgruppe zugeordneten standardisierten Lastprofile ist dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Anforderung zur Verfügung zu stellen;
 2. die Erstellung der SLP-Verbrauchsprognosen gemäß § 28 und deren Übermittlung an den Verteilergebietsmanager oder der Versand der erforderlichen Basisdaten (Vorjahresverbrauch je Versorger, SLP-Typ und je Temperaturzone unter täglicher Berücksichtigung der Änderungen im Netzzugang) für die Erstellung der SLP-Verbrauchsprognosen durch den Verteilergebietsmanager;
 3. die Messdaten für Netzbenutzer mit Lastprofilzähler, sofern diese täglich ausgelesen werden, werden von den Verteilernetzbetreibern je Versorger täglich an den Bilanzgruppenkoordinator, an den Verteilergebietsmanager und den jeweiligen Versorger übermittelt. Auf Kundenwunsch sind diese Werte dem Kunden zur Verfügung zu stellen;
 4. die unverzügliche Versendung der Messwerte aller Netzbenutzer mit Lastprofilzähler deren Messwerte online zur Verfügung stehen an den Verteilergebietsmanager;

5. die zumindest monatliche Übermittlung von Messdaten für Verbräuche von Netzbenutzern aggregiert je Versorger, für Anlagen von Erzeugern biogener Gase, Messdaten der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, Gasübergaben aus Speicher und Produktion als Summenwert sowie Messdaten für Gasübergaben zwischen Netzen im Verteilergebiet an den Bilanzgruppenkoordinator und an den Verteilergebietsmanager.

(9) Die Datenbereitstellung des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes beinhaltet insbesondere die Versendung der saldierten Handelsmengen am Virtuellen Handelspunkt je Bilanzgruppe an den Marktgebietsmanager.

(10) Die Datenbereitstellung der Speicherunternehmen beinhaltet insbesondere

1. die Versendung der allokierten Fahrpläne getrennt nach Ein- bzw. Ausspeichermengen je Bilanzgruppe, sowie als Summenwert pro Ein- und Ausspeisepunkt der Speicheranlagen, an den Verteilergebietsmanager für Speicheranlagen im Verteilergebiet bzw. den Fernleitungsnetzbetreiber für Speicheranlagen im Fernleitungsnetz;
2. die Übermittlung der Informationen über die ein- und ausgespeisten Mengen und die verfügbare Kapazität sowie über das Arbeitsgasvolumen auf täglicher Basis an den Marktgebietsmanager und an den Verteilergebietsmanager.

(11) Die Datenbereitstellung der Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen beinhaltet insbesondere die Versendung des allokierten Fahrplans über die Produktionsmengen je Bilanzgruppe sowie den Summenwert pro Einspeisepunkt der Produktionsanlage an den Verteilergebietsmanager.

(12) Die Datenbereitstellung des Versorgers beinhaltet insbesondere

1. die Erstellung der Verbrauchsprognose der ihm zugeordneten SLP-Kunden in Summe und im Stundenraster und dessen zeitgerechte Weiterleitung an seinen Bilanzgruppenverantwortlichen;
2. die Erstellung der Verbrauchsprognose der ihm zugeordneten leistungsgemessenen Kunden in Summe und im Stundenraster und dessen zeitgerechte Weiterleitung an seinen Bilanzgruppenverantwortlichen.

(13) Die Datenbereitstellung des unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieds beinhaltet insbesondere die Übermittlung von Daten gemäß § 20 Abs. 5 Z 1.

3. Abschnitt

Regelungen zur Bilanzierung

Bilanzierung des Marktgebietsmanagers

§ 26. (1) Die Bilanzierung für alle Gasmengen im Marktgebiet, mit Ausnahme der Differenz zwischen Endverbraucherfahrplänen und dem tatsächlichen Verbrauch von Endverbrauchern, der Differenz zwischen angemeldeten Fahrplänen und Messwerten an Grenzkopplungspunkten im Verteilernetz, der besonderen Bilanzgruppen für Verteilernetze und Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen, wird vom Marktgebietsmanager durchgeführt.

(2) Die Bilanzierung erfolgt je Bilanzgruppe auf Basis der allokierten Nominierungen oder Fahrplananmeldungen an den Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes gemäß Anlage 3, die dem Marktgebietsmanager von den Fernleitungsnetzbetreibern sowie dem Verteilergebietsmanager auf Stundenbasis zur Verfügung gestellt werden, und den stündlichen saldierten Mengen aus dem Handel am Virtuellen Handelspunkt und den angemeldeten Endverbraucherfahrplänen.

(3) Abweichungen zwischen nominierten und gemessenen Werten sind über Operational Balancing Agreements (OBA) zwischen Netzbetreibern auszugleichen. An Ein- und Ausspeisepunkten, an denen noch kein OBA zwischen den Netzbetreibern zustande gekommen ist, wird die Differenz zwischen Nominierung und Messung von den Netzbetreibern getragen. Für den Bilanzgruppenverantwortlichen gilt, dass bestätigte nominierte Mengen auch den allokierten Mengen entsprechen.

(4) Der Marktgebietsmanager bilanziert die nominierten Mengen der Bilanzgruppen und informiert die Bilanzgruppenverantwortlichen beim Auftreten von Tagesunausgeglichenheiten. Sollte der betroffene Bilanzgruppenverantwortliche nicht binnen einer Stunde renominieren und die Tagesunausgeglichenheit je Bilanzgruppe bereinigen, wird mittels eines Kaufs oder Verkaufs der entsprechenden Mengen an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt der Ausgleich für die betroffenen Bilanzgruppe hergestellt. Der Marktgebietsmanager kann die Reaktionsfrist von einer Stunde verlängern. Die Verlängerung ist auf der Online-Plattform zu veröffentlichen. Die Börsetransaktionen am Virtuellen Handelspunkt werden im Namen und auf Rechnung des jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen zum jeweiligen Börsepreis für Ein- bzw. Verkauf abgeschlossen. Diese Regelung ist auf die besondere Bilanzgruppe des Bilanzgruppenkoordinators nicht anwendbar.

(5) Der Ausgleich gemäß Abs. 4 wird nicht durchgeführt, wenn die Tagesunausgeglichenheit einer Bilanzgruppe geringer als die börsenfähige Menge von 1 MWh/h ist. Kann der Ausgleich aufgrund der Vorlaufzeiten am Virtuellen Handelspunkt nicht mehr rechtzeitig bis zum Tagesende durchgeführt werden, wird

diese Tagesunausgeglichenheit für den Gastag (D) spätestens in der Bilanzierung des nächsten Gastages (D+1) berücksichtigt.

(6) Der Marktgebietsmanager hat von den Bilanzgruppenverantwortlichen einen Strukturierungsbeitrag für die untertägige Strukturierung der stündlichen Unausgeglichenheiten zwischen Ein- und Ausspeisung je Bilanzgruppe einzuheben. Von der Verrechnung des Strukturierungsbeitrages sind die besonderen Bilanzgruppen des Marktgebietsmanagers, des Bilanzgruppenkoordinators und der Fernleitungsnetzbetreiber ausgenommen. Die Bemessungsgrundlage dieses Strukturierungsbeitrages stellen die Kosten der untertägigen Strukturierung gemäß Abs. 7 dar. Der Marktgebietsmanager berechnet den Strukturierungsbeitrag mindestens jährlich neu auf der Basis der in den letzten zwölf Monaten zum Ausgleich von Stundenabweichungen abgerufenen Energie und der dafür angefallenen Kosten. Die Berechnung erfolgt auf Basis der allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers. Der festgelegte Strukturierungsbeitrag ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen und auf der Online-Plattform zu veröffentlichen. Per 1. Jänner 2013 wird dieser Strukturierungsbeitrag mit maximal 0,4 Cent/kWh festgelegt. Der Marktgebietsmanager hat der Regulierungsbehörde jährlich ein Bericht über das Ausmaß der Beschaffung von untertägigen Strukturierungsmaßnahmen zur Erfüllung der netztechnischen Anforderungen zu übermitteln. Die Abrechnung des Strukturierungsbeitrags ist monatlich binnen fünf Arbeitstagen nach dem jeweiligen Abrechnungsmonat durchzuführen.

(7) Der Marktgebietsmanager ermittelt auf stündlicher Basis den Marktgebietssaldo. Der Marktgebietsmanager beschafft zeitversetzt unter Ausnutzung des Netzpuffers gemäß § 29 bei Unausgeglichenheiten die physikalische Ausgleichsenergie für die untertägige Strukturierung im Fernleitungsnetz an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt in eigenem Namen und auf eigene Rechnung. Sind diese Maßnahmen nicht ausreichend, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten, kann der Marktgebietsmanager eine Änderung der Mengenanmeldung jener Bilanzgruppen anordnen, die mit ihrem stündlichen Ungleichgewicht die Netzstabilität gefährden.

Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators

§ 27. (1) Die Bilanzierung der Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und tatsächlichem Verbrauch, sowie der besonderen Bilanzgruppen für Verteilernetze und Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen wird vom Bilanzgruppenkoordinator durchgeführt.

(2) Die Bilanzierung für Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 6 erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelten Endverbraucherfahrpläne und der gemessenen Verbrauchswerte der Netzbetreiber bezogen auf Stundenwerte.

(3) Die Bilanzierung für Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 5 und 7 erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelten Endverbraucherfahrpläne und der vom jeweiligen Netzbetreiber übermittelten Verbrauchswerte bezogen auf Tageswerte.

(4) Die Bilanzierung der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz und der besonderen Bilanzgruppen im Verteilernetz gemäß § 24, sowie die Einspeisungen von Erzeugern biogener Gase erfolgt bezogen auf Tageswerte. Die Bilanzierung für die Ein- oder Ausspeisung an Grenzkopplungspunkten im Verteilernetz erfolgt auf Basis gemessener Stundenwerte, sofern mit dem angrenzenden Netzbetreiber kein Operational Balancing Agreement vereinbart wurde. Bei vereinbarten Operational Balancing Agreements gilt für den Bilanzgruppenverantwortlichen, dass bestätigte Mengen auch den allokierten Mengen entsprechen.

(5) Die Verrechnung erfolgt anhand der in Abs. 2 bis 4 ermittelten Mengen und der gemäß § 32 ermittelten Ausgleichsenergiepreise und ist monatlich binnen drei Arbeitstagen nach Clearingschluss des jeweiligen Abrechnungsmonats durchzuführen. Der Zeitpunkt des Clearingschlusses ist jener, zu welchem die Netzbetreiber spätestens die clearingrelevanten Daten an den Bilanzgruppenkoordinator zu übermitteln haben, dieser wird vom Bilanzgruppenkoordinator veröffentlicht.

(6) Abweichungen der Summe der Endverbraucherfahrpläne vom tatsächlichen Verbrauch des Endverbrauchers sind vom Verteilergebietsmanager vorrangig durch den Netzpuffer des Marktgebietes gemäß § 29 auszugleichen. Bei Bedarf können vom Verteilergebietsmanager auch Gasmengen gemäß Abs. 8 und 9 beschafft werden.

(7) Bilanzgruppenverantwortliche melden je Bilanzgruppe ihre Endverbraucherfahrpläne unter Berücksichtigung der vom Verteilergebietsmanager übermittelten SLP-Verbrauchsprognosen gemäß § 28 Abs. 1 oder unter Berücksichtigung der selbst erstellten SLP-Verbrauchsprognosen an. Die Bilanzierung der SLP-Kunden erfolgt anhand der übermittelten Verbrauchswerte der jeweiligen Verteilernetzbetreiber auf Basis der tatsächlich gemessenen Temperatur.

(8) Der Verteilergebietsmanager ermittelt auf stündlicher Basis den tatsächlichen bzw. prognostizierten Verteilergebietssaldo und beschafft die für die störungsfreie Steuerung des Verteilergebietes erforderliche Menge an physikalischer Ausgleichsenergie vorrangig an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators.

(9) Wenn an der Erdgasbörse des Virtuellen Handelspunktes keine entsprechenden Angebote verfügbar sind oder lokationsabhängige oder kurzfristige Produkte zum Erhalt des störungsfreien Betriebs im Verteilergebiet vom Verteilergebietsmanager benötigt werden, kann dieser auf die Merit Order List gemäß § 31 zugreifen und dortige Angebote abrufen.

(10) Die gemäß Abs. 2 und 3 bestimmte Ausgleichsenergiemenge je Bilanzgruppe wird spätestens 14 Monate nach der Abrechnung gemäß Abs. 5 anhand der tatsächlich gemessenen bzw. abgelesenen Jahresenergiemenge von Produktion und Verbrauch korrigiert.

Regelungen für standardisierte Lastprofile

§ 28. (1) Der Verteilergebietsmanager erstellt in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber und auf Basis der vom Bilanzgruppenkoordinator übermittelten standardisierten Lastprofile je Netzbereich, je Versorger und je SLP-Typ mittels geeigneter Temperaturprognosen eine SLP-Verbrauchsprognose bis 12.00 Uhr für den Folgetag.

(2) Der Verteilergebietsmanager aktualisiert diese SLP-Verbrauchsprognosen gemäß Abs. 1 anhand aktueller Temperaturprognosen in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber innerhalb des Gastages dreimal täglich vor 24.00 Uhr.

Netzkopplungsverträge und Netzpuffer

§ 29. (1) Die gemäß § 67 GWG 2011 abzuschließenden Netzkopplungsverträge stellen den effizienten Einsatz des Netzpuffers als Regelenergie sicher.

(2) Der Marktgebietsmanager ermittelt anhand der von den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Verteilergebietsmanager stündlich gemäß Abs. 7 zur Verfügung gestellten Daten den nutzbaren Netzpuffer des Marktgebiets.

(3) Der Marktgebietsmanager nutzt den Netzpuffer der Fernleitungen und in Abstimmung mit dem Verteilergebietsmanager den Netzpuffer des Verteilergebietes zur Überbrückung der Strukturierungserfordernisse im Fernleitungsnetz bis zur physikalischen Erfüllung seiner Ausgleichsenergieabrufe.

(4) Der Verteilergebietsmanager hat die Möglichkeit, für den Ausgleich kurzfristiger Druckschwankungen im Verteilergebiet neben dem Netzpuffer im Verteilergebiet sowie zur zeitlichen Überbrückung bis zur physikalischen Erfüllung seiner Ausgleichsenergieabrufe am Virtuellen Handelspunkt nach vorhergehender Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager auch den Netzpuffer der Fernleitungen zu nutzen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, das maximal technisch mögliche Volumen sowie die maximale Ein- und Auspufferleistung des Netzpuffers der Fernleitungen, unter Berücksichtigung der Netzintegrität, im Wege des Marktgebietsmanagers für den Verteilergebietsmanager nutzbar zu machen und übermitteln monatlich für das vorhergegangene Monat einen Bericht über das stündlich vorhandene Volumen und die vorhandene Ein- und Auspufferleistung des Netzpuffers der Fernleitungen und das Volumen des nutzbar gemachten Netzpuffers, inklusive der Berechnungen, der technischen Parameter, der Lastflussannahmen und der tatsächlichen Lastflüsse, an die Regulierungsbehörde.

(5) Die Fernleitungsnetzbetreiber führen ein Konto über die Nutzung des Netzpuffers der Fernleitungen. Der Verteilergebietsmanager führt ein Konto über die Nutzung des Netzpuffers im Verteilergebiet. Der Verteilergebietsmanager verpflichtet sich, die Salden der OBA-Konten in Abstimmung mit dem Marktgebietsmanager im Wege der Nutzung des Netzpuffers im Verteilergebiet oder von Ausgleichsenergieabrufen an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt oder von der Merit Order List zeitnah zurückzuführen. Die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichten sich in Abstimmung mit dem Verteilergebietsmanager zu einem zeitnah durchzuführenden Ausgleich des Netzpuffer-Kontos im Wege der Nutzung des Netzpuffers der Fernleitungen oder von Ausgleichsenergieabrufen am Virtuellen Handelspunkt.

(6) Die Vorhaltung und der Einsatz von Regelenergie aus Netzkopplungsverträgen werden weder bilateral zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern sowie zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern noch vom Marktgebietsmanager oder Verteilergebietsmanager bzw. Bilanzgruppenkoordinator gesondert vergütet. Die Vorhaltung und der Einsatz von Regelenergiemengen aus Netzkopplungsverträgen werden entsprechend der Regelungen in den Netzkopplungsverträgen protokolliert. Bei Überschreiten von Toleranzen sind die Salden der OBA-Konten zeitnah zurück zu führen. Regelenergie aus Netzkopplungsverträgen, welche für das Verteilergebiet eingesetzt wird, wird vom Bilanzgruppenkoordinator auf dafür eingerichteten Konten geführt. Für den Fall, dass Regelenergie aus Netzkopplungsverträgen über die an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt oder die Merit Order List aufgebracht wird, geschieht dies im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators.

(7) Alle Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilergebietsmanager informieren den Marktgebietsmanager stündlich und über Aufforderung über das Volumen des nutzbaren Netzpuffers, das dem Marktgebiet nach Berücksichtigung des eigenen Bedarfs zur Verfügung gestellt werden kann. Weiters informiert der Marktgebietsmanager den Verteilergebietsmanager stündlich über den verfügbaren Netzpuffer der nach

Berücksichtigung des Strukturierungsbedarfs im Fernleitungsnetz für Erfordernisse im Verteilergebiet zu Verfügung steht. Diese Information enthält zumindest die folgenden verbindlichen Angaben:

1. maximale stündliche Ein- und Auspufferungsleistung des Fernleitungsnetzes für Zwecke des Verteilergebiets;
2. das nutzbare Netzpuffervolumen;
3. die geplante stündliche Nutzung des Netzpuffers im Verteilergebiet durch den Marktgebietsmanager.

(8) Die zur Umsetzung des Einsatzes von Regelenergie notwendigen Rechte und Pflichten sind zwischen Marktgebietsmanager, Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilergebietsmanager und Verteilernetzbetreibern vertraglich zu vereinbaren.

4. Abschnitt

Regelungen zur Ausgleichsenergieabwicklung

Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen

§ 30. (1) Ein Bilanzgruppenmitglied, das den Registrierungsprozess für Ausgleichsenergieanbieter an der Merit Order List gemäß den Anforderungen in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators erfolgreich abgeschlossen hat, kann mit Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen gemäß § 20 Abs. 4 Ausgleichsenergie gemäß § 31 anbieten. Im Rahmen des Registrierungsprozesses muss das Bilanzgruppenmitglied nachweisen, dass es über geeignete Flexibilisierungsinstrumente wie einsetzbare Speichermengenbewegungen, Gasmengen an Ein- oder Ausspeisepunkten des Marktgebietes oder Großabnehmer verfügt, an deren Zählpunkt online gemessen wird und eine online Datenübermittlung an den Verteilergebietsmanager erfolgt. Der Ausgleichsenergieanbieter hat dem Bilanzgruppenkoordinator mitzuteilen, an welchen Punkten er Ausgleichsenergie anbieten wird.

(2) Der Bilanzgruppenkoordinator übermittelt dem Verteilergebietsmanager nach jeder Änderung eine aktualisierte Liste der registrierten Ausgleichsenergieanbieter.

(3) Das Anbieten von Ausgleichsenergie gemäß Abs. 1 ist frühestens zwei Arbeitstage nach der Einrichtung des Anbieters beim Bilanzgruppenkoordinator und der Einrichtung des Ausgleichsenergieangebotspunktes beim Verteilergebietsmanager möglich.

(4) Der Anbieter verpflichtet sich, beim Abruf von Ausgleichsenergie gemäß Abs. 1 durch den Verteilergebietsmanager die entsprechende Energie in das Marktgebiet tatsächlich einzuspeisen oder aus diesem zu entnehmen.

Regelungen zur Merit Order List

§ 31. (1) Die Ausgleichsenergieanbieter auf der Merit Order List haben technisch sicherzustellen, dass die von ihnen angebotene Energie mit der angegebenen Leistung und bei dem im Angebot genannten Ein- und Ausspeisepunkt 30 Minuten nach Anforderung durch den Verteilergebietsmanager tatsächlich in das System des Marktgebietes eingespeist oder aus dem System entnommen wird.

(2) Angebote sind vom Ausgleichsenergieanbieter ausschließlich auf einer Online-Plattform, die der Bilanzgruppenkoordinator zur Verfügung stellt, für Bezug oder Lieferung zu legen. Im Angebot müssen die vom Marktgebietsmanager vergebene Identifikationsnummer der Bilanzgruppe des Ausgleichsenergieanbieters, die Stunde(n), für die das Angebot gilt, und die Höhe der angebotenen Leistungsvorhaltung sowie der Energiepreis und der Ein- oder Ausspeisepunkt enthalten sein. Je Ausgleichsenergieanbieter können Angebote mit einer Mindstdauer von einer Stunde und einer Mindestgröße von einer MWh/h gelegt werden. Die Angebote haben zu Fixpreisen zu erfolgen.

(3) Angebote sind bis spätestens 16.00 Uhr (Marktschluss) für den folgenden Gastag, vor Samstagen, Sonntagen und gesetzlichen Feiertagen bis einschließlich des nächsten Arbeitstages zu legen. Ab dem Zeitpunkt des Marktschlusses sind die Angebote für die jeweiligen Ausgleichsenergieanbieter verbindlich und können nicht mehr geändert oder zurückgezogen werden. Der Bilanzgruppenkoordinator hat im Falle von besonderen, begründeten Umständen wie zum Beispiel auf Grund technischer Probleme, Zusammentreffen von Wochenend- und Feiertagen oder zur Ergreifung von Maßnahmen wegen fehlender Angebote die Möglichkeit, nach Information der Marktteilnehmer den Zeitpunkt des Marktschlusses zu verschieben.

(4) Beurteilt der Verteilergebietsmanager die vorliegenden Ausgleichsenergieangebote als unzureichend, so ist dies dem Bilanzgruppenkoordinator unter Angabe einer Begründung unverzüglich mitzuteilen.

(5) Der Bilanzgruppenkoordinator öffnet in der Folge erneut den Markt, legt einen neuen Marktschluss fest und informiert alle Ausgleichsenergieanbieter. Der Bilanzgruppenkoordinator lädt mit dieser Information die Ausgleichsenergieanbieter ein, zusätzliche Mengen zu den gemäß Abs. 3 verbindlich gelegten Angeboten anzubieten.

(6) Der Bilanzgruppenkoordinator hat nach Aufforderung des Verteilergebietsmanagers, den Markt rund um die Uhr für die Abgabe von Angeboten offen zuhalten. In diesem Fall werden die Ausgleichsenergieanbieter über

die permanente Marktöffnung vom Bilanzgruppenkoordinator vorab informiert. Im Falle einer permanenten Marktöffnung werden die abgegebenen Angebote zu den vom Bilanzgruppenkoordinator bestimmten und veröffentlichten Zeitpunkten an den Verteilergebietsmanager übermittelt (Marktschluss). Bis zu diesen Zeitpunkten abgegebene Angebote dürfen in der Folge nicht mehr geändert oder zurückgezogen werden.

(7) Die Angebote werden vom Bilanzgruppenkoordinator jeweils getrennt nach Aufbringung und Abnahme, entsprechend den angegebenen Energiepreisen gereiht („Merit Order List“). Bei preislich gleichen Angeboten geht das mengenmäßig größere vor. Bei preislich und mengenmäßig gleichen Angeboten entscheidet der Zeitpunkt des Einlangens. Jedes Angebot wird vom Bilanzgruppenkoordinator mit einer eindeutigen Angebotsnummer versehen.

(8) Die erstellte Merit Order List wird vom Bilanzgruppenkoordinator an den Verteilergebietsmanager, unmittelbar nach Marktschluss übermittelt. Der Verteilergebietsmanager ruft in der Folge die erforderliche Aufbringung oder Abnahme der Ausgleichsenergie bei den Anbietern entsprechend der Merit Order List ab. Der Verteilergebietsmanager hat das Recht, aus dem Angebot zumindest eine MWh/h und in Schritten von einer MWh/h bis zum vollen angebotenen Leistungsumfang abzurufen.

(9) Der Verteilergebietsmanager ist verpflichtet, die Abrufreihenfolge der Merit Order List einzuhalten. Ist dies aufgrund von Engpässen im Leitungsnetz oder technischen Störungen nicht möglich, ist der Verteilergebietsmanager berechtigt, nachstehende Maßnahmen zu ergreifen, sofern nicht mit den Mitteln der Systemsteuerung und des Ausgleichsenergiemanagements das Auslangen gefunden werden kann:

1. Aufhebung der Reihenfolge beim Abruf von Ausgleichsenergieangeboten aus der Merit Order List;
2. gleichzeitige Abrufe von Ausgleichsenergieliefer- und Ausgleichsenergiebezugsangeboten mit der Möglichkeit, diese an unterschiedlichen Orten in Anspruch zu nehmen.

(10) In den Fällen, in denen von der Abrufreihenfolge durch den Verteilergebietsmanager abgewichen wird, ist der Verteilergebietsmanager verpflichtet, dem Bilanzgruppenkoordinator, den übergangenen Ausgleichsenergieanbietern und der Regulierungsbehörde den Grund für die Nichteinhaltung der Abrufreihenfolge innerhalb von drei Arbeitstagen bekannt zu geben und zu begründen.

(11) Der Verteilergebietsmanager ruft die benötigte Ausgleichsenergie im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators ab. Der Verteilergebietsmanager hat dafür Sorge zu tragen, dass die von ihm abgerufene Ausgleichsenergie vom System übernommen oder abgegeben wird. Mit dem Abruf kommt ein Vertrag zwischen dem Bilanzgruppenkoordinator und dem jeweiligen Ausgleichsenergieanbieter zustande. Der Abruf erfolgt für eine volle Stunde und beginnt zur vollen Stunde, wobei die Vorlaufzeit von 30 Minuten für Abrufe von zeitabhängigen und lokationsabhängigen Angeboten der Ein- und Ausspeisepunkte im Verteilergebiet oder an online gemessenen Großabnehmern gilt. Falls der Abruf früher erfolgt, gilt dieser als unwiderrufen, wenn nicht bis spätestens 30 Minuten vor der tatsächlichen Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie der Abruf durch den Verteilergebietsmanager per E-Mail storniert wird.

(12) Der Abruf der angebotenen Ausgleichsenergie erfolgt direkt beim Ausgleichsenergieanbieter per E-Mail an die in der Merit Order List angegebene E-Mailadresse. Ein technisch verantwortlicher und abschlussberechtigter Ansprechpartner des Anbieters muss sowohl dem Verteilergebietsmanager als auch dem Bilanzgruppenverantwortlichen bekannt gegeben werden und muss für die Dauer des abgegebenen Angebots jederzeit über eine weitere genannte Nebenstelle telefonisch erreichbar sein. Der technisch verantwortliche und abschlussberechtigte Ansprechpartner des Ausgleichsenergieanbieters erhält zeitgleich eine Kopie der E-Mail mit den Abrufinformationen.

(13) Die vom Verteilergebietsmanager angeforderte Ausgleichsenergie wird in der Bilanzgruppe Ausgleichsenergie und in der Bilanzgruppe des Ausgleichsenergieanbieters bei der Ermittlung der Entgelte für Ausgleichsenergie gemäß § 87 Abs. 4 GWG 2011 berücksichtigt.

(14) Im Falle von ungenügenden oder gänzlich fehlenden Angeboten von Ausgleichsenergie, kann vom Bilanzgruppenkoordinator ein Market Maker eingeführt werden. Die vom Market Maker vorzuhaltende Leistung ist vom Verteilergebietsmanager festzulegen. Die Einführung und Abwicklung des Market Makers erfolgt entsprechend den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators und ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

Regelungen zur Preisgestaltung der Ausgleichsenergie

§ 32. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator ermittelt marktbasierende Ausgleichsenergiepreise für den kommerziellen Ausgleich von Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und Messwerten, sowie für die Bilanzierung der besonderen Bilanzgruppen für Verteilernetze und Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen.

(2) Für die Ausgleichsenergieabrechnung der Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 6 wird ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Abrufe des Verteilergebietsmanagers von der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt und von der Merit Order List ermittelt. Für vom Bilanzgruppenverantwortlichen bezogene Ausgleichsenergie kommt ein Aufschlag von drei Prozent und bei gelieferter Ausgleichsenergie ein

Abschlag von drei Prozent auf den mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde zur Anwendung. Sollten keine Abrufe vom Verteilergiebtsmanager getätigt werden, so wird bezogen auf die Lieferstunde, für die Ausgleichsenergie verrechnet wird, der letztverfügbare vom Verteilergiebtsmanager erzielte Preis am Spotmarkt der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt als Ausgleichsenergiepreis herangezogen und der jeweilige Auf- oder Abschlag angewandt. Sollte an diesem Tag an der Erdgasbörse des Virtuellen Handelspunktes kein Preis zustande gekommen sein, wird der zuletzt verfügbare stündliche Ausgleichsenergiepreis verwendet.

(3) Die Ausgleichsenergiepreise für Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 5 und 7 berechnen sich nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers von der Merit Order List. Es werden jeweils der höchste Einkaufspreis bei Abrufen in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis bei Abrufen in Lieferrichtung (Grenzpreise) herangezogen. Falls keine Abrufe in der jeweiligen Richtung vom Verteilergiebtsmanager getätigt wurden, so wird der für die jeweilige Lieferperiode von der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen. Dabei kommt für vom Bilanzgruppenverantwortlichen bezogene Ausgleichsenergie ein Aufschlag von zehn Prozent und bei gelieferter Ausgleichsenergie ein Abschlag von zehn Prozent auf diesen Preisindex zur Anwendung.

(4) Für die Abrechnung der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, der besonderen Bilanzgruppen der Verteilernetze und den Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen wird der für die jeweilige Lieferperiode von der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen. Sollte für die jeweilige Lieferperiode kein Preis gebildet werden können, wird der von der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt zuletzt veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen.

(5) Der Ausgleichsenergiepreis ist in Cent/kWh anzugeben und auf mindestens drei Kommastellen kaufmännisch zu runden.

(6) Sollte sich aus der Ausgleichsenergieverrechnung des Bilanzgruppenkoordinators eine Unterdeckung ergeben, so wird diese mittels einer verbrauchsabhängigen Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 5 und 7, auf Basis der Bestimmungen in den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators, an die Bilanzgruppenverantwortlichen weiterverrechnet. Die Umlage wird ein Bestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung und ist in Cent/kWh auszuweisen. Die Umlage wird vom Bilanzgruppenkoordinator für die folgenden sechs Monate festgesetzt.

(7) Sämtliche Aufwendungen und Erlöse des Bilanzgruppenkoordinators, die zugrunde gelegten Ausgleichsenergiemengen (Preis-Mengengerüst), sowie die prognostizierten Differenzbeträge im Zusammenhang mit der Umlagenverrechnung sind der Regulierungsbehörde unaufgefordert anlässlich jeder Umlagenänderung mitzuteilen und transparent darzulegen.

5. Abschnitt

Regelungen für den Virtuellen Handelspunkt

§ 33. (1) Die für die Abwicklung des Ausgleichsenergiebedarfes von Marktgebtsmanager und Verteilergiebtsmanager erforderlichen Produkte sind vom Betreiber des Virtuellen Handelspunktes zu entwickeln.

(2) Voraussetzungen für die Teilnahme am Handel an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt sind die Zugehörigkeit zu einer Bilanzgruppe im Marktgebiet, die Zustimmung des jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen und der Vertrag mit dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes sowie die Börsenzulassung gemäß den veröffentlichten Kriterien auf der Homepage des Betreibers des Virtuellen Handelspunktes.

7. Abschnitt

Regelungen zu Formaten für den Datenaustausch, Fahrpläne und Nominierungen

§ 34. (1) Für die Abbildung und Übermittlung von Daten, Fahrplänen und Nominierungen sind die nachfolgend beschriebenen Formate zu verwenden, wobei mindestens eines dieser Formate vom Bilanzgruppenverantwortlichen zu unterstützen ist:

1. Edig@s;
2. KISS-A;
3. MSCONS.

(2) Zusätzlich zu den in Abs. 1 genannten Formaten ist nach Vereinbarung der Vertragspartner auch ein Informationsaustausch über eine webbasierte Plattform möglich.

(3) Alle Fahrpläne und Nominierungen sind grundsätzlich im Stundenraster auszutauschen.

(4) Als kleinste Einheit für Fahrpläne und Nominierungen zwischen den Marktteilnehmern im Marktgebiet wird eine kWh festgelegt. Nominierungen und Fahrpläne in MWh dürfen maximal drei Nachkommastellen und in kWh keine Nachkommastellen enthalten. Beträge sind kaufmännisch zu runden.

(5) Stimmen korrespondierende Fahrpläne oder Nominierungen nicht überein, gilt jeweils der kleinere Stundenwert im Fahrplan oder in der Nominierung („lesser rule“).

3. Teil

Regelungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg

1. Hauptstück

Grundsätze

§ 35. (1) Für die Teil- und Vollversorgung von Kunden in Tirol und Vorarlberg sowie eine übergreifende Bilanzierung ist eine einfache Abwicklung mit dem angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet zu gewährleisten.

(2) Zur operativen Umsetzung der Bestimmungen dieses Teils haben der Bilanzgruppenkoordinator und der Verteilergietsmanager die erforderlichen Verträge mit den Netzbetreibern und dem Marktgebietsverantwortlichen des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes abzuschließen.

(3) Soweit in diesem Teil nicht anders bestimmt, gelten die Bestimmungen des 1. und 2. Teils dieser Verordnung.

Kapazitätsmanagement

§ 36. (1) Der Verteilergietsmanager bucht an den einzelnen Ausspeisepunkten des angrenzenden vorgelagerten Marktgebiets zu den Verteilernetzen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg die erforderlichen Kapazitäten, die sich aus der Kapazitätsbedarfserhebung gemäß Abs. 3 ergeben.

(2) An den Grenzkopplungspunkten zwischen den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg unmittelbar vorgelagerten Netzen und den Verteilernetzen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg werden keine Kapazitätsverwaltung und kein Engpassmanagement auf Bilanzgruppenebene durchgeführt.

(3) Der Verteilergietsmanager erhebt für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit jährlich den Bedarf an Einspeisekapazitäten aus dem angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet je Einspeisepunkt, für einen Zeitraum von fünf Jahren, mittels eines diskriminierungsfreien, transparenten Verfahrens. Die Ergebnisse dieser Kapazitätsbedarfserhebung dienen als Grundlage für die Kapazitätsbuchungen gemäß Abs. 1.

2. Hauptstück

Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung

1. Abschnitt

Grundsätze des Bilanzierungssystems

§ 37. (1) Jeder in den Marktgebieten Tirol oder Vorarlberg tätige Netzbenutzer muss einer Bilanzgruppe angehören, die beim Bilanzgruppenkoordinator registriert ist. Innerhalb der Bilanzgruppe werden die Ein- und Ausspeisemengen in den Marktgebieten von einem oder mehreren Netzbenutzern zusammengeführt und die Abweichungen ausgeglichen. Für jede Bilanzgruppe ist ein Bilanzgruppenverantwortlicher gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator zu benennen. Die Bildung mehrerer Bilanzgruppen durch einen Bilanzgruppenverantwortlichen ist zulässig.

(2) Jeder Bilanzgruppe und deren unmittelbaren Mitgliedern ist der Zugang zum Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes zu gewährleisten. Dazu ist vom Bilanzgruppenverantwortlichen für jede Bilanzgruppe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg genau ein korrespondierender Bilanzkreis oder Subbilanzkonto im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet anzugeben.

(3) Der Bilanzgruppenverantwortliche bewirkt die Übergabe der zur Versorgung der seiner Bilanzgruppe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zugeordneten Kunden erforderlichen Gasmengen am Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes im Umfang der Endverbraucherfahrpläne je Bilanzgruppe aus seinem korrespondierender Bilanzkreis oder Subbilanzkonto in den Bilanzkreis des Bilanzgruppenkoordinators.

(4) Der Bilanzgruppenkoordinator führt die Bilanzierung für physische Abweichungen zwischen den nach Abs. 3 übergebenen Gasmengen zuzüglich der tatsächlichen Einspeisungen biogener Gase und den tatsächlichen Endverbraucherabnahmen durch. Der Bilanzausgleich ist je Bilanzgruppe differenziert nach § 41 Abs. 2 und 3 abzuwickeln und erfolgt in Energieeinheiten.

(5) Die Bilanzierungsperiode (Messperiode) in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ist der Gastag. Der Bilanzkreisübertrag nach § 37 Abs. 3 zur Versorgung von Endverbrauchern mit dem Gastag als Bilanzierungsperiode hat als Tagesband (24 gleiche Stundenwerte, unter Berücksichtigung der 23 bzw. 25 Stunden bei Sommer-/Winterzeitumstellung) zu erfolgen. Renominierungen haben ebenfalls bandförmig bis zum Ende des Gastages zu erfolgen.

(6) Für Netzbenutzer, die mit dem Netzbetreiber eine vertragliche Höchstleistung von mehr als 10.000 kWh/h je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt vereinbart haben, gilt abweichen von Abs. 5 eine Stunde als Bilanzierungsperiode (Messperiode). Der Bilanzkreisübertrag nach § 37 Abs. 3 zur Versorgung von Endverbrauchern mit der Stunde als Bilanzierungsperiode hat stundenscharf entsprechend dem prognostizierten Lastgang zu erfolgen.

(7) Netzbenutzer die mit dem Netzbetreiber eine vertragliche Höchstleistung von mehr als 10.000 kWh/h und bis zu 50.000 kWh/h je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt vereinbart haben und deren Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen, können für das Tagesbilanzierungsregime gemäß Abs. 5 optieren. Die Übertragung der Onlinemesswerte erfolgt entsprechend den Allgemeinen Bedingungen des Verteilergiebtsmanagers. Optierungserklärungen gelten als Netzzugangsanträge gemäß § 13. Eine Änderung der Bilanzierungsperiode ist einmal innerhalb von zwölf Monaten möglich.

(8) Bilanzgruppenverantwortliche haben für Netzbenutzer gemäß Abs. 5 und 7 einerseits und Abs. 6 andererseits getrennte Endverbraucherfahrpläne zu erstellen. Die Bilanzgruppenverantwortlichen haben Fahrpläne mit mindestens zwei Stunden Vorlaufzeit an den Verteilergiebtsmanager für das jeweilige Marktgebiet zu übermitteln. Für Großabnehmer mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h sind von den Bilanzgruppenverantwortlichen Fahrpläne gesondert je Großabnehmer zu übermitteln.

(9) Der Handel einschließlich der Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzgruppen ist nur am Virtuellen Handlungspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebietes im Wege der korrespondierenden Bilanzkreise bzw. Subbilanzkonten möglich.

Regelungen zur Registrierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

§ 38. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator organisiert das Bilanzgruppensystem und ordnet jedem Vertragspartner und jeder Bilanzgruppe eine für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gemeinsame eindeutige Identifikationsnummer zu, die von den Vertragsparteien bei jedem Datenaustausch und Schriftverkehr anzuführen ist.

(2) Der Bilanzgruppenkoordinator schließt einen Vertrag mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 88 GWG 2011. Der Bilanzgruppenkoordinator schließt mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen ebenso einen Vertrag im Namen und auf Rechnung des Verteilergiebtsmanagers auf Basis der genehmigten allgemeinen Bedingungen gemäß § 26 GWG 2011. Der Verteilergiebtsmanager hat den Bilanzgruppenkoordinator zum Vertragsabschluss in seinem Namen und auf seine Rechnung zu bevollmächtigen. Der Bilanzgruppenkoordinator hat den Vollmachtengeber über Vertragsabschlüsse zu informieren. Der Bilanzgruppenkoordinator ist zum Vertragsabschluss mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen nach Abschluss der Prüfung gemäß Abs. 4 berechtigt.

(3) Der Bilanzgruppenkoordinator hat das Angebot zum Abschluss der Verträge binnen fünf Werktagen ab Einlangen des vollständigen Antrags dem Antragsteller zu übermitteln.

(4) Der Bilanzgruppenkoordinator hat eine Bonitätsprüfung durchzuführen und diese auch laufend, mindestens einmal jährlich nach Vorliegen des Jahresabschlusses, zu aktualisieren. Der Bilanzgruppenkoordinator kann vom Bilanzgruppenverantwortlichen eine Sicherheitsleistung verlangen.

(5) Der Bilanzgruppenverantwortliche hat vor Aufnahme der operativen Tätigkeit gegenüber seinen Vertragspartnern nachzuweisen, dass er jederzeit den Datenaustausch und die Fahrplan- und Nominierungsabwicklung auf Basis der in § 34 festgelegten Formate, Schnittstellen, Kommunikationswege, Sicherheitsstandards und Inhalte sicherstellen kann. Der Bilanzgruppenkoordinator koordiniert dazu einen Testlauf mit den jeweiligen Vertragspartnern.

(6) Der Bilanzgruppenkoordinator hat nach Vorliegen aller notwendigen Verträge, Unterlagen und den erfolgreich absolvierten Tests gemäß Abs. 5 der Regulierungsbehörde schriftlich mitzuteilen, dass die Voraussetzungen für die Aufnahme der Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher erfüllt sind.

(7) Für die Registrierung und Gründung von Bilanzkreisen und Subbilanzkonten im angrenzenden vorgelagerten Marktgebiet gelten die dortigen rechtlichen Rahmenbedingungen und Vorschriften.

2. Abschnitt

Regelungen zum Aufbau des Bilanzgruppensystems

Bilanzgruppenmitgliedschaft

§ 39. (1) Eine Bilanzgruppe kann aus folgenden Bilanzgruppenmitgliedern bestehen:

1. Endverbraucher;
2. Erdgasunternehmen;
3. Produzenten.

(2) Die Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe wird entweder unmittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen (unmittelbare Mitgliedschaft) oder mittelbar durch Abschluss eines Vertrages mit einem Versorger, der wiederum Bilanzgruppenmitglied ist (mittelbare Mitgliedschaft), begründet. Das mittelbare Bilanzgruppenmitglied steht in keinem direkten Vertragsverhältnis zum Bilanzgruppenverantwortlichen.

(3) Sofern Bilanzgruppenmitglieder einen oder mehrere Zählpunkte haben, wird eine Mitgliedschaft zur Bilanzgruppe durch den Zählpunkt begründet. Ein Zählpunkt eines Bilanzgruppenmitglieds kann nur einer Bilanzgruppe zugeordnet sein.

(4) Beabsichtigt ein unmittelbares Bilanzgruppenmitglied,

1. mit dem Bilanzgruppenkoordinator Verträge über die Lieferung oder den Bezug von Ausgleichsenergie abzuschließen,
2. dem Verteilergebietsmanager gegenüber Lastflusszusagen zu treffen oder
3. Energiegeschäfte über eine Energiebörse oder Abwicklungsstelle einer Energiebörse im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenverantwortlichen abzuwickeln,

hat das Bilanzgruppenmitglied den Bilanzgruppenverantwortlichen vom beabsichtigten Abschluss derartiger Verträge zu informieren. Bilanzgruppenmitglieder dürfen Angebote auf den Abschluss derartiger Verträge nur mit Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen stellen oder annehmen. Der Bilanzgruppenverantwortliche darf die Zustimmung nur verweigern, wenn begründete Bedenken dahingehend bestehen, dass der Vertragsabschluss die Erfüllung der Aufgaben und Pflichten des Bilanzgruppenverantwortlichen oder des unmittelbaren Bilanzgruppenmitglieds gefährdet. Die Gründe hierfür sind schriftlich darzulegen.

(5) Unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder haben den Bilanzgruppenverantwortlichen bei der Erfüllung seiner Aufgaben und Pflichten zu unterstützen. Diese Unterstützungspflicht besteht insbesondere

1. in der Mitwirkung bei der Erstellung von Prognosewerten für die Entnahme und/oder die Einspeisung von Erdgas oder biogenem Gas, sowie in der Übermittlung der notwendigen Fahrpläne und Nominierungen an den Bilanzgruppenverantwortlichen;
2. nach Maßgabe des § 7 Datenschutzgesetz 2000 in der Übermittlung jener Daten, welche zur Wahrnehmung der jeweiligen, in § 91 GWG 2011 genannten Aufgaben und Pflichten eine wesentliche Voraussetzung darstellen, an den Bilanzgruppenverantwortlichen im hierfür erforderlichen Ausmaß;
3. in der Einhaltung der Gasspezifikation gemäß Anlage 2 Punkt 2 bei Einspeisung in das Marktgebiet.

Regelungen für Bilanzgruppenverantwortliche

§ 40. (1) Wenn der Bilanzgruppenverantwortliche die Mitglieder einer Bilanzgruppe in Erfüllung seiner in § 91 GWG 2011 angeführten Aufgaben und Pflichten vertritt, handelt er als indirekter Stellvertreter. Eine direkte Stellvertretung liegt indes vor, wenn eine solche im Einzelfall vereinbart worden ist.

(2) Der Bilanzgruppenverantwortliche hat dem Verteilergebietsmanager und den Netzbetreibern die Identität und die erforderlichen Daten der Bilanzgruppenmitglieder bekannt zu geben, sofern dies für deren Aufgabenerfüllung erforderlich ist.

3. Abschnitt

Regelungen zur Bilanzierung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Ausgleichsenergieabwicklung

§ 41. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator ermittelt und verrechnet den Bilanzgruppen Ausgleichsenergie auf Basis

1. der Differenz zwischen den der Bilanzgruppe zugeordneten Einspeisungen und dem tatsächlichen Verbrauch der der Bilanzgruppe zugeordneten Endverbraucher differenziert nach Abs. 2 und 3, wobei jeweils eine Summenbetrachtung, im Sinne einer Saldierung der Abweichungen, für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg erfolgt. Bei den besonderen Bilanzgruppen gemäß § 24 werden ergänzend auch die Ein- und Ausspeisemengen von Verteilernetzen berücksichtigt;

2. der Kosten und Erlöse aus der Ausgleichsenergiebeschaffung sowie den Kosten und Erlösen aus der kommerziellen Abrechnung von Unausgeglichheiten der Bilanzkonten außerhalb des darin festgelegten Toleranzbereiches nach § 43 Abs. 5.

(2) Die Bilanzierung für Endverbraucher gemäß § 37 Abs. 6 erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen nach § 37 Abs. 3 übertragenen Gasmengen zu- bzw. abzüglich weiterer Ein- und Auspeisungen in die bzw. aus der Bilanzgruppe sowie abzüglich der von diesem übermittelten Endverbraucherfahrpläne zur Versorgung von Endverbrauchern gemäß § 37 Abs. 5 und 7 und der vom jeweiligen Netzbetreiber gemessenen Verbrauchswerte bezogen auf Stundenwerte.

(3) Die Bilanzierung für Endverbraucher gemäß § 37 Abs. 5 und 7 erfolgt auf Basis der vom Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelten Endverbraucherfahrpläne und der vom jeweiligen Netzbetreiber übermittelten Verbrauchswerte bezogen auf Tageswerte.

(4) Die Verrechnung erfolgt anhand der in Abs. 2 und 3 ermittelten Mengen und der gemäß § 44 ermittelten Ausgleichsenergiepreise und ist monatlich binnen drei Arbeitstagen nach Clearingschluss des jeweiligen Abrechnungsmonats durchzuführen. Der Zeitpunkt des Clearingschlusses ist jener, zu welchem die Netzbetreiber spätestens die clearingrelevanten Daten an den Bilanzgruppenkoordinator zu übermitteln haben, dieser wird vom Bilanzgruppenkoordinator veröffentlicht.

(5) Abweichungen der vom BGV nach § 37 Abs. 3 übertragenen Gasmengen vom tatsächlichen Verbrauch des Endverbrauchers im Marktgebiet sind vom Verteilergiebtsmanager vorrangig durch die Nutzung der Netzpuffer der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gemäß § 43 auszugleichen. Bei Bedarf können vom Verteilergiebtsmanager auch Gasmengen gemäß Abs. 8 beschafft bzw. verkauft werden.

(6) SLP-Verbrauchsprognosen nach § 42 Abs. 1 werden vom Verteilergiebtsmanager an die jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen übermittelt.

(7) Bilanzgruppenverantwortliche berücksichtigen bei ihren Endverbraucherfahrplänen für Endverbraucher gemäß § 37 Abs. 5 und 7 die vom Verteilergiebtsmanager gemäß Abs. 6 bereitgestellten SLP-Verbrauchsprognosen oder die Werte ihrer selbst erstellten SLP-Verbrauchsprognosen. Die Bilanzierung der SLP-Kunden erfolgt anhand der übermittelten Verbrauchsaggregate der jeweiligen Verteilernetzbetreiber auf Basis der tatsächlich gemessenen Temperatur.

(8) Der Verteilergiebtsmanager ermittelt auf stündlicher Basis den tatsächlichen bzw. prognostizierten Verteilergiebtsaldo und beschafft die für die störungsfreie Steuerung des Verteilergiebts erforderliche Menge an physikalischer Ausgleichsenergie unter Beachtung von Abs. 5 im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators mit dem Ziel, die stündlichen und kumulierten Abweichungen zwischen den von den Bilanzgruppenverantwortlichen nach § 37 Abs. 3 übertragenen Gasmengen und den Messwerten an den Grenzübergabepunkten jeweils innerhalb der Grenzen der nach § 43 Abs. 1 vereinbarten Bilanzkonten zu halten. Der Verteilergiebtsmanager ist im Bedarfsfall berechtigt, den Bilanzgruppenkoordinator aufzufordern, eine Merit Order List nach § 31 zu erstellen.

(9) Die gemäß Abs. 2 und 3 bestimmte Ausgleichsenergiemenge je Bilanzgruppe wird spätestens 14 Monate nach der erfolgten Abrechnung gemäß Abs. 4 anhand der tatsächlich gemessenen bzw. abgelesenen Jahresenergiemenge von Produktion und Verbrauch korrigiert.

(10) Für mittels Lastprofilzähler gemessene Endverbraucher, deren Messwerte dem Verteilernetzbetreiber per Datenfernübertragung zur Verfügung stehen, sind die übertragenen Daten vom Verteilernetzbetreiber zeitnah, mindestens aber täglich, den jeweiligen Versorgern, dem Bilanzgruppenkoordinator und dem Verteilergiebtsmanager zur Verfügung zu stellen.

Regelungen für standardisierte Lastprofile

§ 42. (1) Der Verteilergiebtsmanager erstellt in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber je Netzbereich, je Versorger und je SLP-Typ, mittels geeigneter Temperaturprognosen, eine SLP-Verbrauchsprognose bis 12.00 Uhr für den jeweiligen Folgetag und übermittelt diese in Summe an den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen

(2) Der Verteilergiebtsmanager aktualisiert diese SLP-Verbrauchsprognosen gemäß Abs. 1 anhand aktueller Temperaturprognosen in Kooperation mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber innerhalb des Gastages dreimal täglich vor 24.00 Uhr und übermittelt diese jeweils wieder an den jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen.

Netzkopplungsverträge

§ 43. (1) Verteilernetzbetreiber in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg schließen Netzkopplungsverträge mit den angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern unter Berücksichtigung der Vorgaben gemäß § 67 GWG 2011 ab. Diese haben Bilanzkonten zur Abwicklung der gegenseitigen Bereitstellung von Regelenergie zwischen den Verteilernetzbetreibern in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg und den angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern zu enthalten, unter Berücksichtigung der technischen

Möglichkeiten und Anforderungen. Für den Fall der Überschreitung der Grenzen der Bilanzkonten sind angemessene Zahlungen zu vereinbaren.

(2) Die Verteilernetzbetreiber betreiben die Grenzkopplungspunkte nach den Vorgaben des Verteilergiebtsmanagers.

(3) Der Verteilergiebtsmanager stimmt sich mit den an die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern über die gegenseitige Bereitstellung von Regelenergie mit dem Ziel der beidseitigen wirtschaftlichen Optimierung des Einsatzes physikalischer Ausgleichsenergie ab. Die entsprechenden Regelungen sind in den Netzkopplungsverträgen nach § 43 Abs. 1 durch die Verteilernetzbetreiber in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zu Gunsten des Verteilergiebtsmanagers zu treffen.

(4) Der Verteilergiebtsmanager ermittelt den jeweils aktuellen Saldo der Bilanzkonten und überwacht die Einhaltung der Grenzen der Bilanzkonten. Die Verteilernetzbetreiber in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg stellen dem Verteilernetzbetreiber zu diesem Zweck die Messwerte an allen Ein- und Ausspeisepunkten in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg online zur Verfügung.

(5) Die dem Saldo der Bilanzkonten entsprechende für die Verteilernetze in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg eingesetzte bzw. durch diese für die vorgelagerten angrenzenden Netze bereitgestellte Regelenergie, wird vom Bilanzgruppenkoordinator auf dafür eingerichteten Konten geführt.

(6) Zahlungen für die Überschreitung der Grenzen der Bilanzkonten gemäß Abs. 1 verrechnet der betroffene Verteilernetzbetreiber unter Nachweis der Überschreitung dem jeweiligen Bilanzgruppenkoordinator. Der Bilanzgruppenkoordinator berücksichtigt diese Zahlungen in der Umlage gemäß § 44 Abs. 5.

(7) Die zur Umsetzung des Einsatzes von Regelenergie notwendigen Rechte und Pflichten sind zwischen dem Verteilergiebtsmanager und den Verteilernetzbetreibern in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg vertraglich zu vereinbaren.

Regelungen zur Preisgestaltung der Ausgleichsenergie

§ 44. (1) Der Bilanzgruppenkoordinator ermittelt marktbasierete Ausgleichsenergiepreise für den kommerziellen Ausgleich von Abweichungen zwischen Endverbraucherfahrplänen und Messwerten, sowie für die Bilanzierung der besonderen Bilanzgruppen für Verteilernetze und Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen.

(2) Für die Ausgleichsenergieabrechnung der Netzbenutzer gemäß § 37 Abs. 6 wird ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Abrufe des Verteilergiebtsmanagers von der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes und von der Merit Order List ermittelt. Für vom Bilanzgruppenverantwortlichen bezogener Ausgleichsenergie kommt ein Aufschlag von drei Prozent und bei gelieferter Ausgleichsenergie ein Abschlag von drei Prozent auf den mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde zur Anwendung. Sollten keine Abrufe vom Verteilergiebtsmanager getätigt werden, so wird bezogen auf die Lieferstunde, für die Ausgleichsenergie verrechnet wird, der letztverfügbare vom Verteilergiebtsmanager erzielte Preis am Spotmarkt der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes als Ausgleichsenergiepreis herangezogen und der jeweilige Auf- oder Abschlag angewandt. Sollte an diesem Tag an der Erdgasbörse des Virtuellen Handlungspunktes des vorgelagerten Marktgebietes kein Preis zustande gekommen sein, wird der zuletzt verfügbare stündliche Ausgleichsenergiepreis verwendet.

(3) Die Ausgleichsenergiepreise für Netzbenutzer gemäß § 37 Abs. 5 und 7 berechnen sich nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers an der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes und nach den Ausgleichsenergieabrufen des Verteilergiebtsmanagers von der Merit Order List. Es werden jeweils der höchste Einkaufspreis bei Abrufen in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis bei Abrufen in Lieferrichtung (Grenzpreise) herangezogen. Falls keine Abrufe in der jeweiligen Richtung vom Verteilergiebtsmanager getätigt wurden, so wird der für die jeweilige Lieferperiode von der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen, wobei ein Aufschlag von zehn Prozent auf diesen Preisindex in Ausgleichsenergiebezugsrichtung und ein Abschlag von zehn Prozent auf diesen Preisindex in Ausgleichsenergielieferrichtung zur Anwendung kommt.

(4) Für die Abrechnung der Grenzkopplungspunkte im Verteilernetz, der besonderen Bilanzgruppen der Verteilernetze und den Differenzen zwischen per Fahrplan angemeldeten und gemessenen Biogaseinspeisemengen wird der für die jeweilige Lieferperiode von der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen. Sollte für die jeweilige Lieferperiode kein Preis gebildet werden können, wird der von der Erdgasbörse am Virtuellen Handlungspunkt des vorgelagerten Marktgebietes zuletzt veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen.

(5) Der Ausgleichsenergiepreis ist in Cent/kWh anzugeben und auf mindestens drei Kommastellen kaufmännisch zu runden.

(6) Sollte sich aus der Ausgleichsenergieverrechnung des Bilanzgruppenkoordinators eine Unterdeckung ergeben, so wird diese mittels einer verbrauchsabhängigen Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer gemäß § 37 Abs. 5 und 7, auf Basis der Bestimmungen in den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators, an die Bilanzgruppenverantwortlichen weiterverrechnet. Die Umlage wird ein Bestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung und ist in Cent/kWh auszuweisen. Die Umlage wird vom Bilanzgruppenkoordinator für die folgenden sechs Monate festgesetzt. Mit dieser Umlage sind auch allfällige Kosten und Erlöse aus der kommerziellen Abrechnung von Unausgeglichheiten eines Bilanzkontos außerhalb des darin festgelegten Toleranzbereichs gemäß § 41 Abs. 1 Z 2 zu decken.

Fahrplan- und Nominierungsabwicklung

§ 45. (1) Bilanzgruppenverantwortliche melden Fahrpläne an Ausspeisepunkten des angrenzenden vorgelagerten Marktgebiets zu den Verteilernetzen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg als Stundenzeitreihen beim Verteilergebietsmanager an.

(2) Die Übergabe der Gasmengen vom Bilanzgruppenverantwortlichen an den Verteilergebietsmanager nach § 37 Abs. 3 erfolgt nach den am Virtuellen Handelspunkt des angrenzenden vorgelagerten Marktgebiets geltenden Regeln für die Übertragung von Gas zwischen Bilanzkreisen auf der Basis von Nominierungen.

(3) Der Verteilergebietsmanager bewirkt den Transport der von den Bilanzgruppenverantwortlichen nach § 37 Abs. 3 übergebenen Gasmengen in die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg auf Risiko der jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen.

(4) Der Verteilergebietsmanager prognostiziert den Summenverbrauch der Endverbraucher in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg und nominiert entsprechende Ausspeisungen bei den den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg angrenzenden vorgelagerten Netzbetreibern.

4. Teil

Schlussbestimmungen

Übergangsbestimmungen

§ 46. (1) Die Prüfreihenfolge gemäß § 3 Abs. 2 ist bei der Umstellung gemäß § 170 Abs. 6 GWG 2011 nicht anwendbar.

(2) Abweichend von § 32 Abs. 6 wird die Umlage bis 31. März 2013 monatlich berechnet.

(3) Die Buchung durch den Verteilergebietsmanager an den einzelnen Ausspeisepunkten des angrenzenden vorgelagerten Marktgebiets zu den Verteilernetzen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gemäß § 36 Abs. 1 kann bei Vorliegen der vertraglichen Voraussetzungen ab dem 1. Jänner 2013 vorgenommen werden und hat spätestens mit dem Inkrafttreten des 3. Teils zu erfolgen.

(4) Abweichend von § 44 Abs. 5 wird die Umlage bis 31. Dezember 2013 monatlich berechnet.

(5) Für zugelassene Bilanzgruppenverantwortliche, die die Zulassung als Bilanzgruppenverantwortlicher vor der Kundmachung dieser Bestimmung beantragt haben, die jedoch bis zum 17. Dezember 2012, 16 Uhr die für die Abwicklung der Bilanzierung über die Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt erforderlichen Anforderungen nicht erfüllen, sind folgende Bestimmungen nicht anwendbar, solange diese Anforderungen nicht erfüllt sind:

1. Renominierungen gemäß Punkt V.1 erster Satz der Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang im Fernleitungsnetz;
2. Zugang zum Virtuellen Handelspunkt gemäß § 18 Abs. 3, sofern kein aufrechtes Vertragsverhältnis mit dem Betreiber des Virtuellen Handelspunktes vorliegt;
3. Registrierung im Marktgebiet gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 und 3, § 19 Abs. 5, und 7;
4. Bilanzierung durch den Marktgebietsmanager gemäß § 26 Abs.4 Satz 2 und 3, sowie Punkt 3.2.1 und Punkt 6.5 Satz 1, 2, 3 und 4 der Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers für das Rechtsverhältnis zu den Bilanzgruppenverantwortlichen.

(6) Für Bilanzgruppenverantwortliche gemäß Abs. 5 gelten folgende Bestimmungen bis zur vollständigen Erfüllung der Bilanzierungserfordernisse an der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt:

1. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat bis 14:00 Uhr des Vortages (D-1) für jede Stunde des folgenden Gastages (D) und je Bilanzgruppe im Marktgebiet ausgeglichene Nominierungen abzugeben. Der Marktgebietsmanager ist im Fall der Unausgeglichenheit der Bilanzgruppe(n) des Bilanzgruppenverantwortlichen gemäß Abs. 5 berechtigt, die Einkürzung oder Veränderungen von Nominierungen zu verlangen, welche von den Nominierungsempfängern umzusetzen sind. Die Fristen gemäß Sonstigen Marktregeln Kapitel 2 und 3 kommen dabei nicht zur Anwendung;

2. Der Bilanzgruppenverantwortliche ist nicht berechtigt, Renominierungen vorzunehmen, mit Ausnahme auf Grund einer ausdrücklichen Anweisung durch den Marktgebietsmanager;
3. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat beim Marktgebietsmanager bis 27. Dezember 2012 eine Sicherheitsleistung in der Form einer Bar-Kautions in der Höhe von EUR 50.000,- zu hinterlegen. Für den Fall, dass die Sicherheitsleistung nicht rechtzeitig eintrifft oder wenn die Sicherheit aufgebraucht ist, ist der Marktgebietsmanager zur Leistungsaussetzung gemäß Punkt 5.2 der Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers für das Rechtsverhältnis zu den Bilanzgruppenverantwortlichen berechtigt. Die Rückübermittlung der Sicherheitsleistung erfolgt am 31. März 2013.

(7) Der Marktgebietsmanager ist im Fall von Störungen der relevanten IT-Systeme berechtigt, die Vorlaufzeiten für Renominierungen temporär zu verlängern bzw. auszusetzen und den Ausgleich der Bilanzgruppen an der Börse auszusetzen und das Ungleichgewicht im Carry Forward fortzuschreiben.

(8) Die Nominierungs- und Renominierungsbestimmungen des § 11 Abs. 3, 5, 6, 9 und 10 sind auf Nominierungen und Renominierungen ab dem 1. Oktober 2013 anzuwenden.

Inkrafttreten

§ 47. (1) Diese Verordnung tritt soweit Abs. 2 und 3 nichts anderes bestimmen mit 1. Jänner 2013 in Kraft.

(2) Abweichend von Abs. 1 treten § 6 Abs. 1 und 3, §§ 9 und 10 sowie § 11 Abs. 3, 5, 6, 7, 8 und 10 mit 1. April 2013 in Kraft.

(3) Abweichend von Abs. 1 treten die Regelungen des 3. Teils mit Ausnahme des § 36 Abs. 1 mit 1. Oktober 2013 in Kraft.

(4) § 46 Abs. 5 bis 7 in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2012 treten mit 1. Jänner 2013 in Kraft und mit Ablauf des 28. Februar 2013, 6 Uhr außer Kraft.

(5) §§ 9 Abs. 5, § 11, § 15 Abs. 3, § 18 Abs. 2 und 7a, § 19 Abs. 12, § 23 Abs. 1, § 24 Abs. 1 bis 4 und Abs. 7, § 25 Abs. 4 Z 2, 6 und 7, § 25 Abs. 8 Z 5, § 26 Abs. 1, Abs. 4 und Abs. 6, § 27 Abs. 4, 5 und Abs. 10, § 28 Abs. 2, § 32 Abs. 2 und Abs. 4 bis 6, § 46 Abs. 8 sowie Anlage 1 Punkt III. Z 1 Abs. 1, in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2013, BGBl. Nr. 88/2013, treten soweit Abs. 6 und 7 nichts anderes bestimmen mit 1. April 2013 in Kraft.

(6) § 9 Abs. 5, § 11, § 35 Abs. 2, § 37 Abs. 6 und Abs. 7, § 41 Abs. 4, § 42 und § 44 Abs. 3 bis 5 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012, BGBl. II Nr. 171/2012, treten mit Ablauf des 30. März 2013 außer Kraft.

(7) § 26 Abs. 5 in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2013, BGBl. Nr. 88/2013, tritt mit 1. Juni 2013 in Kraft. § 18 Abs. 6 und 7, § 35 Abs. 2, § 37 Abs. 6 und Abs. 7, § 41 Abs. 4, § 42 und § 44 Abs. 3 bis 5 in der Fassung der GMMO-VO Novelle 2013, BGBl. Nr. 88/2013, treten mit 1. Oktober 2013 in Kraft.

(8) § 19 Abs. 2, § 25 Abs. 4 Z 2, § 25 Abs. 8 Z 2, § 28, § 32 Abs. 2 und 3 und § 44 in der Fassung der 2. GMMO-VO Novelle 2013, BGBl. II Nr. 270/2013 treten mit 1. Oktober 2013 in Kraft. § 25 Abs. 4 Z 8 in der Fassung der 2. GMMO-VO Novelle 2013, BGBl. II Nr. 270/2013 tritt mit 1. Jänner 2014 in Kraft. In § 25 Abs. 8 Z 3 treten das Wort „zeitnah“ mit Ablauf des 1.10.2013 und die Wortfolge „ , sofern diese täglich ausgelesen werden,“ mit Ablauf des 31. Dezember 2013 außer Kraft.

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Der Vorstand

DI Walter Boltz

Mag. (FH) Martin Graf

Netzzugang/Netzzutritt und Kapazitätserweiterung

I. Netzzugang

1. Der Antrag auf Netzzugang für Endverbraucher hat jedenfalls folgende Angaben zu enthalten:

- (a) Angabe des zu versorgenden Objektes (genaue Anschrift und Name);
- (b) Beginn des Transportes; bei Vorliegen eines befristeten Vertrages ist jedenfalls Beginn und Ende des Transportes anzugeben;
- (c) Höchstleistung in kWh/h. Technischer oder vertraglicher Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten entspricht;
- (d) prognostizierter Jahresverbrauch in kWh;
- (e) die Art des Endverbraucher: Haushalt – Gewerbe (bis 50.000 kWh/h) – Industrie (ab 50.000 kWh/h) – Kraftwerke (bis 50.000 kWh/h) - Kraftwerke (ab 50.000 kWh/h);
- (f) den Verwendungszweck (Mehrfachnennung möglich): Heizen – Warmwasseraufbereitung – Kochen – Prozessgas;
- (g) gewünschter minimaler und maximal zulässiger Druck am gewünschten Entnahmepunkt in bar;
- (h) Versorger des zu transportierenden Erdgases;
- (i) Zählpunktsbezeichnung des Entnahmepunktes (für Neukunden gilt: Der Verteilernetzbetreiber hat vor der Weiterleitung des entsprechenden Netzzugangsantrages eine Zählpunktsbezeichnung zu vergeben);
- (j) Bei ausschließlich saisonaler Entnahme Angabe der Monate, in denen eine Entnahme erfolgt;
- (k) Vermerk darüber, dass der Antrag auf Netzzugang auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen erfolgt.

[Anmerkung: Es wird empfohlen, in die Formulare der Netzbetreiber für den Netzzugang einen Hinweis aufzunehmen, dass die maximale Transportkapazität gemäß lit. c als vertraglich vereinbarte Höchstleistung die Bemessungsgrundlage für die Mindestleistung bzw. für die Leistungsüberschreitung gemäß der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 bei leistungsgemessenen Kunden darstellt.]

2. Der Antrag auf Netzzugang für Einspeiser und Speicherunternehmen hat jedenfalls folgende Angaben zu enthalten:

- (a) Beginn des Transportes; bei Vorliegen eines befristeten Vertrages ist jedenfalls Beginn und Ende des Transportes anzugeben;
- (b) Gewünschter Einspeisepunkt in das Verteilernetz, genaue Anschrift und Name;
- (c) Höchstleistung in kWh/h. Technischer oder vertraglicher Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten entspricht;
- (d) prognostizierte Jahreseinspeisung in kWh;
- (e) die Art der Einspeisung: Biogas – Erdgasproduzent – Speicher – synthetisches Gas;
- (f) gewünschter minimaler und maximal zulässiger Druck am gewünschten Einspeisepunkt in bar;
- (g) Zählpunktsbezeichnung des Einspeisepunktes (für Neukunden gilt: Der Verteilernetzbetreiber hat vor der Weiterleitung des entsprechenden Netzzugangsantrages eine Zählpunktsbezeichnung zu vergeben);
- (h) Vermerk darüber, dass der Antrag auf Netzzugang auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen erfolgt.

3. Ist ein Antrag auf Netzzugang auf einen einschränkbaren Netzzugang gerichtet, so hat der Antrag zusätzlich zu den in Punkten 1 und 2 genannten Angaben Folgendes zu enthalten:

- (a) tatsächliche maximale Inanspruchnahme gemäß Lastprofil in kWh/h des Vorjahres (bei Neukunden Vertragswert in kWh/h);
- (b) Bezeichnung der Onlinemessstelle;
- (c) Art und Ausmaß der Einschränkung;
- (d) anwendbarer Zeitraum und maximale Anzahl der Einschränkungen;
- (e) maximale ununterbrochene Dauer der Einschränkungen;
- (f) maximale kumulierte Dauer der Einschränkungen pro Jahr;
- (g) maximale Stundenleistung während der eingeschränkten Netznutzung (erforderliche Mindestversorgung).

4. Netzzugangsverträge, die einen einschränkbaren Netzzugang vorsehen, müssen insbesondere folgende Bestandteile enthalten:

- (a) Die Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers, auf Veranlassung des Verteilergebietsmanagers jede Einschränkung der Netznutzung dem Endverbraucher rechtzeitig bekannt zu geben. Rechtzeitig ist die Bekanntgabe dann, wenn die Einschränkung dem Endverbraucher mindestens zwei Stunden vor Wirksamkeit bekannt gegeben wird. Davon abweichend kann in Abstimmung mit dem Verteilergebietsmanager auch eine Frist für die Bekanntgabe der Einschränkung von mehr als zwei Stunden vor Wirksamkeit vereinbart werden.
- (b) Zustimmung des Endverbrauchers, dass er gemäß der Aufforderung des Verteilernetzbetreibers die vereinbarte Einschränkung selbst durchführen wird. Andernfalls kann die angeordnete Einschränkung auf Kosten des Endverbrauchers vom Verteilernetzbetreiber durchgeführt werden;
- (c) Definition bezüglich Art und Ausmaß der Einschränkung;
- (d) Abgeltung der Einschränkungen gemäß der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011;
- (e) Anwendbarer Zeitraum und maximale Anzahl der Einschränkungen;
- (f) Ansprechpartner und Kommunikation(-swege) im Zusammenhang mit den Einschränkungen der Netznutzung im Einzelnen;
- (g) Regelungen betreffend die Weitergabe von Daten durch den Verteilernetzbetreiber an den Verteilergebietsmanager;
- (h) Regelungen betreffend die Abrechnung des Entgelts für die einschränkbare Netznutzung gemäß der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011.

5. Ein abgeschlossener Netzzugangsvertrag für Endverbraucher hat zusätzlich zu den in Punkt 1 genannten Angaben Folgendes zu enthalten:

- (a) Zählereinstbauort bei Abrechnung ohne Umwerter;
- (b) Zugrunde gelegte Höhe in m bei Abrechnung ohne Mengenumwerter;
- (c) Umrechnungsfaktor bei Vertragsabschluss (Hinweis auf mögliche Anpassung gemäß der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011);
- (d) Netzebenenordnung gemäß GWG 2011;
- (e) Ggf. vergebenes standardisiertes Lastprofil;
- (f) Art und Type der eingebauten Messgeräte;
- (g) Regelungen und Vorkehrungen für den Fall, dass ein Netzzugang nur für einen saisonalen Bezug genehmigt wurde.

6. Vorübergehende Überschreitung der vertraglich vereinbarten Entnahmeleistung

Die vertraglich vereinbarte Entnahmeleistung kann in Ausnahmefällen – insbesondere für Entnahmekapazitäten, die kurzfristig (zB für Anfahr- oder Aushilfsleistung) benötigt werden, mangels kontinuierlichem Bedarf nicht in der langfristigen Planung des Verteilergbietsmanagers eingeplant werden und nach Absprache zur Verfügung gestellt werden können – überschritten werden. Eine entsprechende Überschreitung ist im jeweiligen Anlassfall von der vorherigen Zustimmung des Verteilernetzbetreibers abhängig. Der Verteilernetzbetreiber ist verpflichtet, zuvor die Zustimmung des Verteilergbietsmanagers einzuholen. Die Möglichkeit des Netzbenutzers auf Überschreitung der vertraglich vereinbarten Entnahmeleistung besteht nur für den jeweiligen Einzelfall. Für diese Fälle können im Netzzugangsvertrag nähere Bedingungen im Vorhinein vereinbart werden, welche ebenfalls der vorigen Zustimmung des Verteilergbietsmanagers bedürfen. Der Netzbenutzer ist innerhalb von zwei Arbeitstagen ab Eingang seiner schriftlichen Anfrage (zB per E-Mail) über die Möglichkeit der kurzfristigen Überschreitung der vertraglich vereinbarten Entnahmeleistung zu informieren.

II. Netzzutritt

1. Der Antrag auf Netzzutritt hat jedenfalls folgende Angaben zu enthalten:

- (a) Angabe des zu versorgenden Objektes (genaue Anschrift und Name);
- (b) prognostizierter Jahresverbrauch in kWh;
- (c) wenn die Anschlussleitung auf fremden Grundstücken hergestellt werden soll, Name und Kontaktdaten des Grundstückseigentümers;
- (d) gewünschter minimaler und maximal zulässiger Druck am gewünschten Entnahmepunkt in bar
- (e) Anschlussleistung in kWh/h.

2. Mindestanforderungen an die Herstellung von Anschlussleitungen

(1) Der Verteilernetzbetreiber benachrichtigt den Netzbenutzer rechtzeitig über Art und Umfang der beabsichtigten Inanspruchnahme des Grundstücks. Die Inanspruchnahme hat unter tunlichster Schonung der benutzten Grundstücke und Baulichkeiten zu erfolgen. Dabei sind berechnete Interessen des Netzbenutzers zu berücksichtigen. Der Netzbenutzer verständigt den Verteilernetzbetreiber von Maßnahmen auf seinem Grundstück, die Einrichtungen des Verteilernetzbetreibers gefährden könnten.

(2) Verlangt der Grundstückseigentümer – vorbehaltlich des Bestehens einer Dienstbarkeit oder einer sonstigen schriftlichen Vereinbarung – die nachträgliche Verlegung der Einrichtungen, wenn sie die widmungsgemäße Verwendung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigen, so trägt der Verteilernetzbetreiber die Kosten der Verlegung, es sei denn, die Einrichtungen dienen bzw. dienten auch der Versorgung dieses Grundstücks.

(3) Nach Auflösung des Netzzugangsvertrages ist der Verteilernetzbetreiber berechtigt, seine Einrichtungen jederzeit von den benutzten Grundstücken zu entfernen. Wenn der Grundstückseigentümer es verlangt, ist der Verteilernetzbetreiber dazu verpflichtet, ausgenommen es besteht eine Dienstbarkeit, eine sonstige schriftliche Vereinbarung oder die Einrichtungen waren für die Versorgung des Grundstücks bestimmt. Weiters ist der Verteilernetzbetreiber berechtigt, die Benutzung der Grundstücke auch noch über eine angemessene Zeit nach Vertragsauflösung fortzusetzen, soweit dies zur Aufrechterhaltung der örtlichen Versorgung notwendig ist. In den übrigen Fällen hat der Verteilernetzbetreiber das Grundstück in angemessener Zeit zu räumen und die erforderlichen Arbeiten abzuschließen.

(4) Der Verteilernetzbetreiber kann nach Vertragsablauf soweit sicherheitstechnisch erforderlich jederzeit die Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz auf Kosten des (ehemaligen) Netzbenutzers verlangen. Soweit die Kosten pauschaliert verrechnet werden, richten sich die Kosten der Trennung nach dem Preisblatt des Verteilernetzbetreibers. Der Verteilernetzbetreiber kann zur einfacheren Administration eine Pauschalierung auf Basis der diesbezüglichen Gesamtkosten vornehmen. Dem Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit kann durch sachgerechte Differenzierungen (zB nach Anlagentyp) entsprochen werden.

III. Kapazitätserweiterung

1. Anforderungen an die Abwicklung von Anträgen auf Kapazitätserweiterung:

(1) Der Verteilernetzbetreiber ist verpflichtet, den Antrag des Kunden sowie einen Verzicht des Kunden auf einen Antrag umgehend an den Verteilergebietsmanager weiterzuleiten, sodass dieser den Antrag gemäß den Bestimmungen zur Langfristigen Planung (§ 22 GWG 2011) berücksichtigen kann.

(2) Voraussetzung der Stattgebung des Antrags auf Kapazitätserweiterung ist, dass der Verteilergebietsmanager dem Verteilernetzbetreiber die Verfügbarkeit der erforderlichen Transportkapazität auf Basis der folgenden Voraussetzungen und den darin jeweils enthaltenen Bedingungen mitteilt:

(a) die Langfristige Planung enthält die notwendigen Umsetzungsmaßnahmen zur Schaffung des dem Antrag auf Kapazitätserweiterung zugrunde liegenden Kapazitätsbedarfes und diese Langfristige Planung wurde durch die Regulierungsbehörde genehmigt;

(b) die jeweils betroffenen Netzbetreiber haben mit dem Verteilergebietsmanager Netzausbauverträge betreffend die Umsetzung der in der Langfristigen Planung vorgesehenen Maßnahmen abgeschlossen.

(3) Der Verteilernetzbetreiber ist erst dann zur Stattgebung des Antrages und Gegenfertigung des Kapazitätserweiterungsvertrages verpflichtet bzw. sind der Verteilernetzbetreiber und die vorgelagerten Netzbetreiber sowie der Verteilergebietsmanager erst dann verpflichtet, die notwendigen Ausbaumaßnahmen zu tätigen, wenn der Antragsteller den Kapazitätserweiterungsvertrag rechtsgültig unterschrieben hat und den im Kapazitätserweiterungsvertrag genannten Bedingungen – wie z.B. dem Erlag von Sicherheitsleistungen – fristgerecht nachgekommen ist.

(4) Im Kapazitätserweiterungsvertrag können zwischen dem Antragsteller und dem Verteilernetzbetreiber nichtdiskriminierende und sachgerechte Bedingungen vertraglich vereinbart werden, von deren Erfüllung die Umsetzung der Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung abhängen. Zur Absicherung der Investitionen, welche mit der Stattgebung des Antrages auf Kapazitätserweiterung ausgelöst werden, ist im Kapazitätserweiterungsvertrag eine Zahlung für die (teilweise) Nichtinanspruchnahme der gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung ab dem im Kapazitätserweiterungsvertrag vertraglich vereinbarten Beginn des Transportes im Ausmaß der Nichtinanspruchnahme vertraglich zu vereinbaren. Die Höhe der Zahlung hat bei vollständiger Nichtinanspruchnahme der gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung mindestens dem Netzbereitstellungsentgelt, das für die beantragte Anschlussleistung zu entrichten wäre, zu entsprechen und verringert sich bei teilweiser Nichtinanspruchnahme aliquot. Die Zahlung für die (teilweise) Nichtinanspruchnahme der gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung verringert sich in dem Ausmaß, in dem die nicht genutzte, gemäß Kapazitätserweiterungsvertrag beantragte Anschlussleistung, von Dritten genutzt wird. Zur Absicherung dieser Zahlung kann die Leistung einer angemessenen Sicherheitsleistung vereinbart werden. Bei (teilweiser) Inanspruchnahme der beantragten Anschlussleistung nach dem im Kapazitätserweiterungsvertrag vertraglich vereinbarten Beginn des Transportes ist eine Aufrechnung der geleisteten Zahlung mit dem Netzbereitstellungsentgelt gemäß der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 nicht zulässig.

(5) Der Verteilernetzbetreiber verpflichtet sich bei Stattgebung des Antrages auf Kapazitätserweiterung dem Netzbenutzer ab einem bestimmten in der Zukunft liegenden Stichtag Netzzugang zum Verteilernetz gemäß § 27 GWG 2011 zu gewähren.

(6) Der Netzbenutzer hat nach Bekanntgabe des endgültigen Termins der Kapazitätsbereitstellung durch den Verteilernetzbetreiber, spätestens zehn Arbeitstage vor dem vereinbarten Beginn der Transportleistung, einen Netzzugangsantrag für Neuanlagen gemäß § 13 der Verordnung zu stellen. Der Verteilernetzbetreiber hat den Netzbenutzer im Kapazitätserweiterungsvertrag ausdrücklich auf die Notwendigkeit eines Netzzugangsantrages hinzuweisen. Bei nicht zeitgerechter Abgabe dieses Antrages kann die Transportleistung nicht fristgerecht erbracht werden, unbeschadet der sonstigen Rechte und Pflichten der Vertragspartner aus dem Kapazitätserweiterungsvertrag.

Regeln der Technik

1. Allgemeines

Für den Netzzugang im Marktgebiet sind die einschlägigen Regeln der Technik (§ 7 Abs. 1 Z 53 GWG 2011) einzuhalten, welche sich insbesondere aus folgenden Richtlinien, Normen und Standards ergeben:

- **ÖVGW-Regeln Gas**
- **ÖNORM**
- **CEN**
- **CENELEC**
- **DIN**
- **ISO**
- **EN**

2. Gasbeschaffenheit - Gasqualität

Die in den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen enthaltenen Qualitätsanforderungen, die für die Einspeisung und den Transport von Erdgas gelten, sind nach der jeweils gültigen Fassung der ÖVGW Richtlinie¹ G 31 „Gasbeschaffenheit“ oder der ÖVGW Richtlinie G B220 „Regenerative Gase – Biogase“ zu bestimmen.

3. Ermittlung des Verrechnungsbrennwerts für Endverbraucher

Die Ermittlung der Daten zur Abrechnung von Gasen bei Endverbrauchern bestimmt sich grundsätzlich nach den technischen Methoden der ÖVGW Richtlinie G 177 Ausgabe November 2002 und der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011.

Die Feststellung von Volumen und Brennwert (gemäß DIN EN ISO 6976 oder 13686 Erdgas) zur Verrechnung der Systemnutzungsentgelte erfolgt entsprechend den Methoden gemäß den Regeln der Technik.

Für alle Einspeisemengen in das Marktgebiet sind vom jeweiligen Netzbetreiber die für den jeweiligen Monat mit dem vom Einspeiser festgestellten Einspeisemengen und dazugehörige Brennwerte dem Marktgebietsmanager (in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg: dem Verteilergebietsmanager) bekanntzugeben. Der Marktgebietsmanager (in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg: der Verteilergebietsmanager) bildet daraus einen gewogenen Mittelwert des Brennwertes des gesamten in das jeweilige Marktgebiet eingespeisten Gases, der vom Marktgebietsmanager (in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg: vom Verteilergebietsmanager), spätestens bis zum 10. des Folgemonats, veröffentlicht wird.

Weicht der vom Marktgebietsmanager bzw. vom Verteilergebietsmanager ermittelte Brennwert nicht mehr als +/- 2 Prozent vom aktuellen Verrechnungsbrennwert entsprechend der Verordnung gemäß § 70 GWG 2011 ab, so ist dieser Verrechnungsbrennwert für die Ermittlung der Energiemenge heranzuziehen.

¹ Da sich das ÖVGW Regelwerk in Umarbeitung befindet, können sich Regelwerksnummern kurzfristig ändern!

Ein-/Ausspeisepunkte

Als Ein-/Ausspeisepunkte gelten alle physischen Ein- und Ausspeisepunkte in das Netz des jeweiligen Marktgebietes.

Die Ausspeisepunkte von den Fernleitungen in das Verteilergelbiet werden zentral vom Verteilergelbietsmanager verwaltet und somit virtuell als ein Ausspeisepunkt behandelt. Die Ein-/Ausspeisepunkte werden vom Marktgelbietsmanager in Abstimmung mit dem Verteilergelbietsmanager und nach Konsultation der Regulierungsbehörde auf der Online-Plattform veröffentlicht. Die Einspeisepunkte in das Netz der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg werden von den Verteilergelbietsmanagern nach Konsultation der Regulierungsbehörde auf der Online-Plattform veröffentlicht.